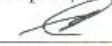


Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

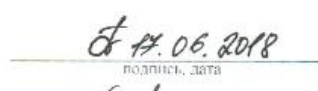
 Н.В. Савина  
« 17 » 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Разработка оптимальной схемы подключения электрических нагрузок  
в западной промышленной города Благовещенск к электроэнергетической  
системе Амурской области

Исполнитель  
студент группы 442-об2  И.Б.Король

Руководитель  
доцент, канд. техн. наук  17.06.18 А.А.Казакул

Консультант:  
безопасность и  
экологичность  
доцент, канд. техн. наук  17.06.2018 А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
канд. техн. наук  А.Г.Ротачёва

Благовещенск 2018



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 101 с., 21 рисунок, 42 таблицы, 6 приложений, 30 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПЕРИОДИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, ТАРИФ

В выпускной квалификационной работе рассчитаны и спрогнозированы электрические нагрузки, представлены возможные варианты подключения к электрической сети 110 кВ Благовещенского энергорайона в связи с вводом «ПС Хунда», методом приведенных затрат выбран оптимальный вариант, выполнен расчет токов короткого замыкания с последующим выбором и проверкой оборудования на ПС «Хунда», выполнен расчет микропроцессорной релейной защиты и автоматики для трансформаторов на ПС «Хунда».

В экономической части рассчитаны капитальные вложения и срок окупаемости ПС «Хунда» на развитие электрической сети.

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проекта, проведен расчет маслоприемника и маслосборника для трансформаторов на проектируемой ПС «Хунда».

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Общая характеристика района проектирования	12
1.1 Общая характеристика района проектирования	12
1.1.1 Характеристика источников питания	12
1.1.2 Климатическая и географическая характеристика	23
2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	25
2.1 Общие положения	25
2.2 Расчет вероятностных характеристик существующих электрических нагрузок	25
2.2 Расчет вероятностных характеристик электрических нагрузок вновь вводимой подстанции	
3 Выбор варианта сети	28
3.1 Разработка конкурентно способных вариантов схем электрических сетей	30
3.2 Компенсация реактивной мощности	
3.3 Выбор мощности трансформатора	33
4 Анализ и расчет установившихся режимов в существующих сетях	
4.1 Выбор сечения проводов	33
5 Обоснования принятой схемы электроснабжения	
6 Расчет экономической части для принятого варианта	
6.1 Определение капиталовложений	37
6.2 Определение эксплуатационных издержек	43
6.3 Определение среднегодовых эквивалентных расходов	45
7 Выбор оборудования и расчет токов КЗ	
7.1 Расчет токов КЗ	45

7.1.1	Описание программного комплекса для расчета ТКЗ	46
7.1.2	Результаты расчета ТКЗ	48
7.2	Выбор КРУ	49
7.3	Выбор выключателей	51
7.4	Выбор разъединителей	53
7.5	Выбор трансформатора тока	54
7.6	Выбор трансформатора напряжения	55
7.7	Выбор трансформаторов напряжением на 110 кВ	57
7.8	Выбор трансформаторов напряжением на 10 кВ	58
7.9	Выбор кабелей на стороне 10 кВ	59
7.10	Выбор КРУ на напряжение 10кВ	60
7.11	Выбор аккумуляторных батарей	61
7.12	Выбор высоко частотных заградителей	64
8	Релейная защита и автоматизация ПС «Хунда»	65
8.1	Назначение и основные типы защиты трансформаторов	66
8.2	Описание устройств микропроцессорной защиты «Сириус – Т»	68
9	Молниезащита и заземление	69
9.1	Молниезащита территории ОРУ и площадки трансформаторов	70
9.2	Заземление ОРУ	71
10	Безопасность и экологичность	72
10.1	Безопасность	72
10.2	Экологичность	75
10.3	Чрезвычайные ситуации	77
	Заключение	81
	Библиографический список	82
	Приложение А -	82
	Приложение Б –	91
	Приложение В -	96

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ЦЭР- центральный энергетический район

ВЛ – воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КУ – компенсирующее устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РПН – регулирование под нагрузкой;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

## ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает крупнейшей в мире электроэнергетикой, большая часть которой объединена в единую энергосистему - технически, технологически и экономически связанные предприятия с вертикальной схемой управления и планирования, контроля и ценообразования, оперативно-диспетчерского регулирования производства, передачи и распределения энергии. Это позволяет экономить капиталовложения, обеспечивать высокую надежность энергоснабжения в разных частях страны и в любое время суток.

Реализация проектов, связанных с освоением природных ресурсов и развитием обрабатывающих производств, но и проектов, направленных на развитие транспортной инфраструктуры невозможна без развития энергетической инфраструктуры.

В настоящее время энергосистема Амурской области (зона централизованного электроснабжения) энергоизбыточна. В электроэнергетический комплекс энергосистемы Амурской области по состоянию входят 5 электростанции. Суммарная установленная мощность всех электростанций на 01.01.2017 составила 3846 МВт. В состав генерации энергосистемы Амурской области входят гидравлические и тепловые электростанции. Поэтому подключение новых потребителей связано с развитием электро-энергетического комплекса.

В последние годы Амурская область обрела большую популярность для инвесторов и развития промышленности в области. Такие масштабные проекты как вторая очередь нефтепроводной системы "Восточная Сибирь - Тихий океан", космодром "Восточный" в Амурской области, а также требуется мощности для угольной и золото перерабатывающих предприятий.

В рамках развития дальневосточного региона, привлечения иностранных инвестиций в Амурскую область ООО «Хунда» рассматривает проект

строительства металлургического предприятия – «Амурского плавильного завода» .

Целью данной работы является разработка оптимальной схемы присоединения электрических нагрузок в западной части промышленной зоне города Благовещенск к электроэнергетической системе Амурской области.

К задачам выпускной квалификационной работы относятся:

- Характеристика района проектирования;
- Расчет и прогнозирование электрических нагрузок;
- Выбор оптимальных вариантов подключения;
- Расчёт и анализ установившихся режимов в существующих сетях;
- Выбор оборудования;
- Выбор и расчет средств РЗА;
- Расчёт молниезащиту и заземление проектируемой подстанции;
- Расчет безопасности и экологичности;

Выпускная квалификационная работа была разработана в операционной системе Windows 7 2017 г. с использованием приложений: ПК «Расчет нагрузок», Microsoft Office Word 2010 г. , Microsoft Office Visio 2010 г, Microsoft Office Excel 2010 г., MathType 6.0 Equation, Mathcad 15.0, ПВК Rastrwin 3.



# 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Характеристика источников питания

Энергосистема (ЭС) Амурской области находится в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, входит в состав объединённой энергетической системы (ОЭС) Востока и граничит с ОЭС Сибири (ВЛ 220 кВ), ЭС Хабаровского края и ЕАО (ВЛ 500 – 220 кВ), с ЭС Республики Саха (Якутия) (ВЛ 220 кВ, КВЛ 220 кВ), с ЭС КНР (ВЛ 500 – 220 – 110 кВ): Благовещенская ТЭЦ – базовое предприятие энергетики Амурской области. Благовещенская ТЭЦ на 85 % обеспечивает потребности предприятий промышленности и жилищно-коммунального хозяйства столицы Приамурья в тепле и вырабатывает седьмую часть всей электроэнергии, потребляемой в области. Оборудование на Благовещенской ТЭЦ

- три турбоагрегата: ст. № 1 типа ПТ-60-130/13 и ст. № 2,3 типа Т-110/120-130; четыре энергетических котла типа БКЗ-420-14-7; два водогрейных котла типа КВГМ-100. Основное топливо – бурый уголь Райчихинского, Ерковецкого и Харанорского месторождений.

Бурейская ГЭС — гидроэлектростанция, расположенная на реке Бурее, в Амурской области у посёлка Талакан. Крупнейшая электростанция на Дальнем Востоке России. Водохранилище ГЭС расположено на территории двух субъектов федерации — Амурской области и Хабаровского края. Является верхней ступенью Бурейского каскада ГЭС. Имея установленную мощность 2010 МВт, Бурейская ГЭС входит в десятку крупнейших гидроэлектростанций России.

-6 турбин радиально-осевых марки РО140/0942-В-625,6 генераторов марки СВ1313/265-48УХЛ4 мощностью 335МВт.

Зейская ГЭС - одна из крупнейших гидроэлектростанций России и вторая по мощности на Дальнем Востоке. Расположена на реке Зее в Амурской области, в 560 км от областного центра - Благовещенска, ее мощность - 1330 МВт, среднегодовая выработка электростанции - 4,91 млрд кВт/час. В дальневосточной энергосистеме Зейская ГЭС играет особую роль, обеспечивая ее надежное функционирование.

-6 турбин поворотно-лопастных Д45-2556-В-600, 6 генераторов марки СВ-1130/220 44 ХЛ4 мощность генераторов 4x225,2x215.

В 2015 году в зимний и летний максимумы нагрузок электропотребление ЦЭРЭС Амурской области составило: 338,8 МВт (22.12.2015) и 191 МВт (03.07.2015) соответственно. В ЦЭРЭС Амурской области отсутствуют крупные промышленные предприятия, преобладает коммунально-бытовая нагрузка города Благовещенска и прилегающих к нему населенных пунктов. Большинство потребителей относится к 3 категории надежности, в общем ЦЭРЭС Амурской области является дефицитным.

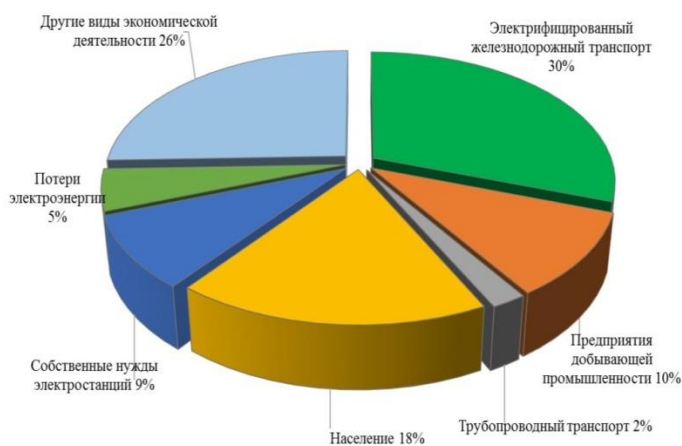


Рисунок 1-Структура электропотребления энергосистемы Амурской области

## 1.2 Климатическая и географическая характеристика

Амурская область, субъект Российской Федерации. Расположена на юге Дальнего Востока, в бассейне верхнего Амура, к югу от Станового хребта. Государственная граница с Китаем (по р. Амур). Входит в Дальневосточный

федеральный округ. Площадь 363,7 тыс. км<sup>2</sup> (2,2% пл. РФ). Население 894,5 тыс. чел. Административный центр – Благовещенск (единственный в РФ областной центр, находящийся непосредственно на гос. границе). Административное территориальное деление: 20 районов, 9 городов, 21 пос. городского типа.

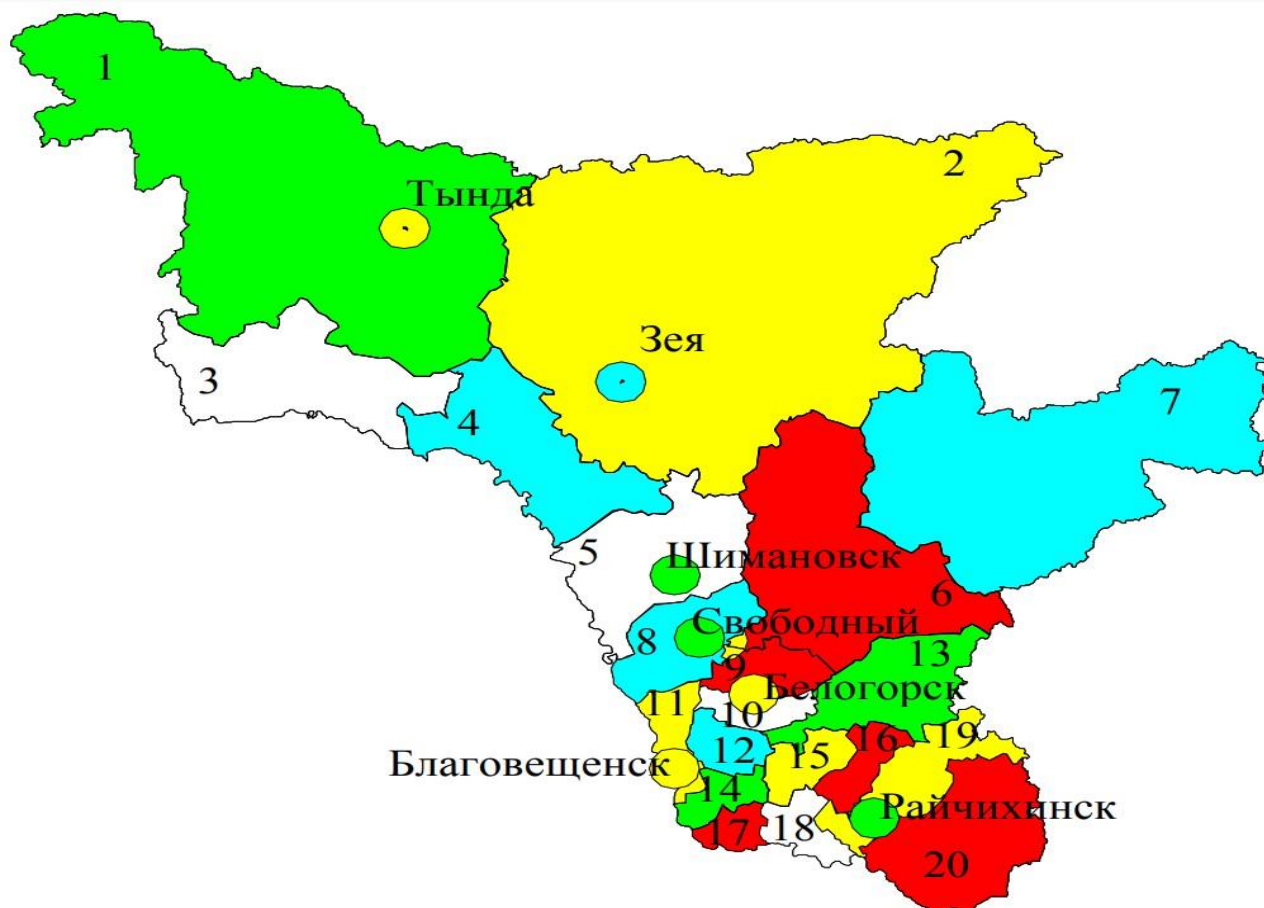


Рисунок 3 – Административно-территориальное деление Амурской области

Климат Амурской области резко-континентальный с чертами муссонности. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и географических факторов. Под географическими факторами понимают многое: широтное положение; удаленность территории от моря; влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительности, водных объектов..

В Благовещенска средняя температура январские температуры варьируют от -24° до -27°С. Бывают морозы до -44°С. Лето теплое. Здесь проходят изотермы

от 18° до 21°С

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	4
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	15
Низшая температура воздуха, °С	-44
Среднегодовая температура воздуха, °С	-9.7
Высшая температура воздуха, °С	38
Число грозových часов в год	30
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	1,85
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30
Вес снегового покрова, кгс/м <sup>2</sup>	50
Продолжительность отопительного периода, сут.	242
Температура гололедообразования, °С	-10
Степень загрязнения атмосферы	I
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	2.85
Сейсмичность района, балл.	6
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	0,3
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в летний период, Ом·м	43
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в зимний период, Ом·м	61

В данной главе были рассмотрены основные источники генерации г. Благовещенска и климатические условия Амурской области.

Для дальнейшего выполнения ВКР необходимо произвести характеристику сети расчет и прогнозирование электрических нагрузок существующей сети и проектно разрабатываемой ПС «Хунда». Также выбрать подходящее оборудование для обеспечения надежного и стабильного подключения новой ПС «Хунда» в энергетическую сеть Благовещенска.

## 2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1 Общие положения

Параметры состояния электрической сети непрерывно изменяются, например, в связи с включением и отключением электроприемников или изменением режима их работы (в соответствии с ходом технологического процесса производства и т.д.), что следовательно приводит к изменению величин нагрузок. Наиболее резкое изменение электрического состояния наблюдается в распределительных сетях, особенно в промышленных, но данные изменения являются предсказуемыми по мере увеличения ступени напряжения, что приводит к укрупнению нагрузки по отношению к питающим сетям. Изменение электрического состояния оказывается менее резким и более определенным. Нагрузки стабилизируются, изменяются медленнее и в меньших пределах.

Для того чтобы произвести данный расчёт нам необходимо рассчитать значения средней, эффективной и максимальной активных и реактивных мощностей. С помощью исходных данных, таких как суммарные установленные мощности подстанций и соответствующих им коэффициентов мощности нагрузки, можно провести расчет необходимых нам величин.

Рассмотрим метод расчета вероятностных характеристик (летний и зимний период года):

Среднеквадратичные (эффективные) мощности используются для расчета потерь электроэнергии.

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i, \quad (2)$$

где  $P_i, Q_i$  – ординаты графиков нагрузки на  $i$ -ый час суток;

$t_i$  – час суток (в течение каждого часа);

$T$  – период наблюдения (24 часа).

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} \quad (3)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} \quad (4)$$

По максимальной мощности выбираются все элементы сети за исключением трансформаторов. Трансформаторы выбираются по средней мощности.

$$P_{\text{max}} = P_{\text{cp}} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right), \quad (5)$$

$$Q_{\text{max}} = Q_{\text{cp}} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right), \quad (6)$$

где  $K_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{cp}}} \geq 1$  – коэффициент формы;

$t_{\beta} = f(\beta, n)$  – коэффициент Стьюдента;

$\beta$  – доверительная вероятность;

$n$  – количество измерений.

Минимальная мощность – значение средней мощности за полчаса в период наименьшей нагрузки энергосистемы:

$$P_{\text{min}} = P_{\text{cp}} \cdot \left(1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right), \quad (7)$$

$$P_{\text{прогн}} = P_{\text{баз}} \times (1 + E)^N \quad (8)$$

где  $E$  – коэффициент прироста нагрузок  $E \approx 0,00134$ [3]

$N$  – срок выполнения прогноза ;

Коэффициент Стьюдента  $t_{\beta}$  равен 1.96, т.к. значение доверительной вероятности считается равной  $\beta = 0.95$  и в этом случае небольшая выборка.

## 2.2 Расчет вероятностных характеристик существующих электрических нагрузок

Для проведения расчетов воспользуемся программой “Расчет нагрузок” по формуле (8). Полученные данные запишем в таблицу 3.

Таблица 3 – Прогнозные вероятностные характеристики подстанций

Подстанция	Время	$P_{cp}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{max}$ , МВт	$P_{min}$ , МВт	$Q_{эф}$ , Мвар	$Q_{max}$ , Мвар	$Q_{min}$ , Мвар
Новая	Зима	13,97	14,21	16,49	–	2,84	3,53	–
	Лето	6,98	7,108	8,24	–	2,84	3,29	–
Сетевая	Зима	40,41	41,02	46,56	–	16,4	9,96	–
	Лето	20,20	20,51	23,28	–	8,20	9,13	–
Западная	Зима	31,09	31,27	28,49	–	12,51	11,39	–
	Лето	15,54	15,63	14,24	–	6,25	5,69	–
Центральная	Зима	23,84	23,88	24,89	–	9,55	9,95	–
	Лето	11,94	11,92	12,44	–	4,77	4,97	–
Кооперативная	Зима	3,49	3,49	3,63	–	0,69	0,72	–
	Лето	1,74	1,74	1,81	–	0,69		–
Чигири	Зима	14,90	15,61	11,58	–	10,31	19,64	–
	Лето	5,95	6,23	4,63	–	2,49	1,85	–
Северная	Зима	13,12	13,29	15,06	–	5,31	6,024	–
	Лето	5,186	5,26	6,02	–	2,10	2,41	–
Кирпичная	Зима	5,26	5,29	4,86		2,11	1,94	
	Лето	1,94	1,94	1,94		0,77	0,77	
Хунда	Зима	20,92	20,91	21,40	–	8,36	8,53	–
	Лето	8,35	8,36	8,56	–	3,34	3,42	–



### 3 ВЫБОР ВАРИАНТА СЕТИ

#### 3.1 Разработка конкурентно способных вариантов схем электрических сетей

Выбор рациональной схемы сети производится на основе технико-экономического сопоставления ряда вариантов. Сопоставляемые варианты обязательно должны быть технически осуществимы и простыми в своём исполнении ПС «Хунда» должна обеспечить мощностью в 16 МВт

Вариант № 1 присоединение ПС «Хунда» покажем на рисунке 4. Данный вариант предполагает присоединение ПС отпайкой кЛЭП 110 кВ Благовещенская ТЭЦ - ПС Центральная. Длина двухцепной ЛЭП составит 2 км, длина каждой цепи 1 км соответственно



Рисунок 5 – Вариант присоединения ПС «Налдинская» №1

Однолинейная схема сети, для варианта № 1 и покажем её рисунке 5. При строительстве ПС «Хунда» ОРУ 110 кВ будет выполнено по схеме два блока с выключателями и ремонтной перемычкой со стороны линии.

Основным достоинством данного варианта является простота подключения и минимальное количество выключателей.

Главный недостаток варианта №1 в том, что при отключении одной цепи БТЭЦ, вся нагрузка будет на второй цепи..

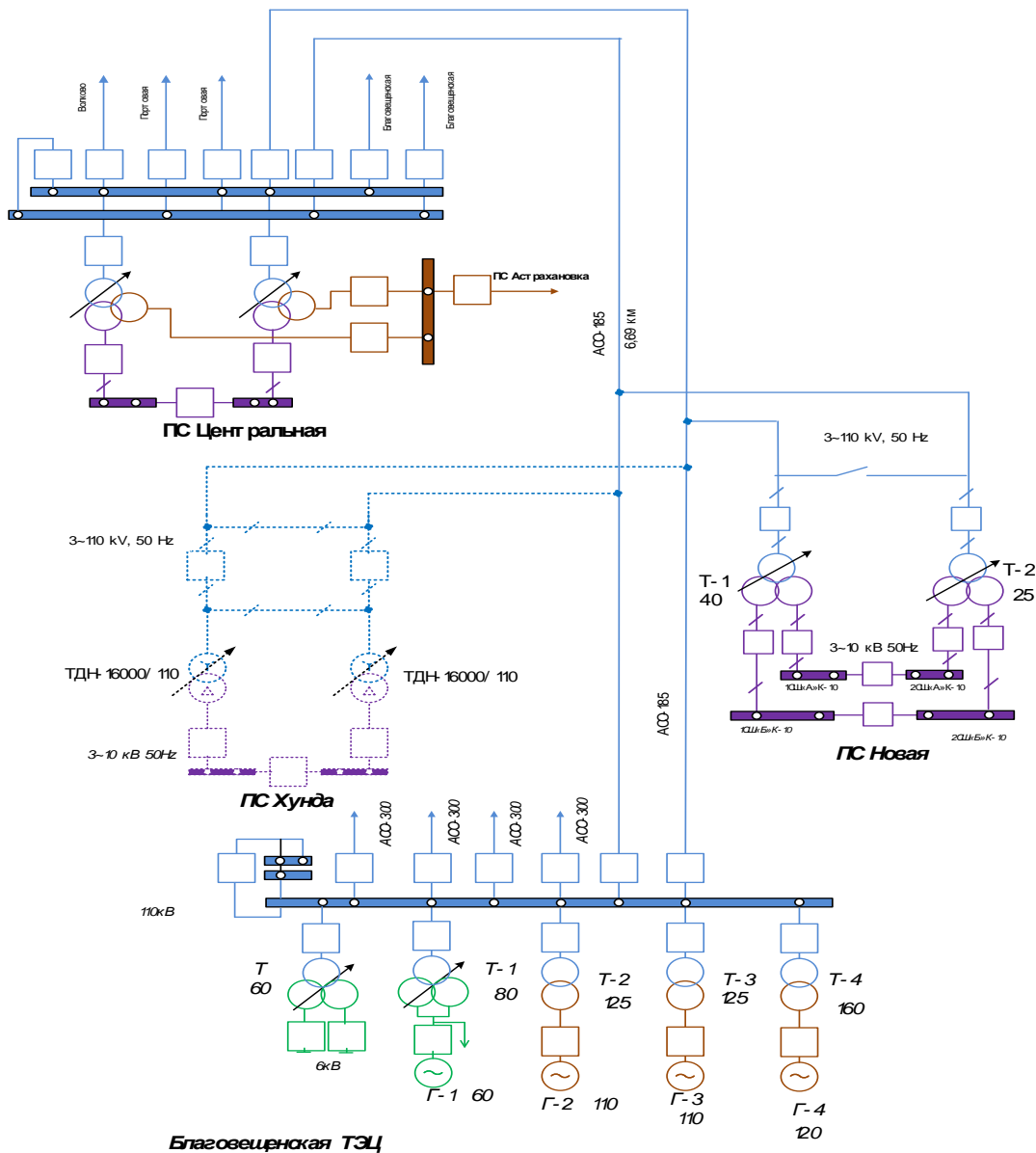


Рисунок 5– Однолинейная схема варианта присоединения №1

На рисунке 6 покажем второй возможный вариант присоединения PS «Хунда» к существующей сети 110кВ. Но будет выполнен напрямую от Благовещенской ТЭЦ.

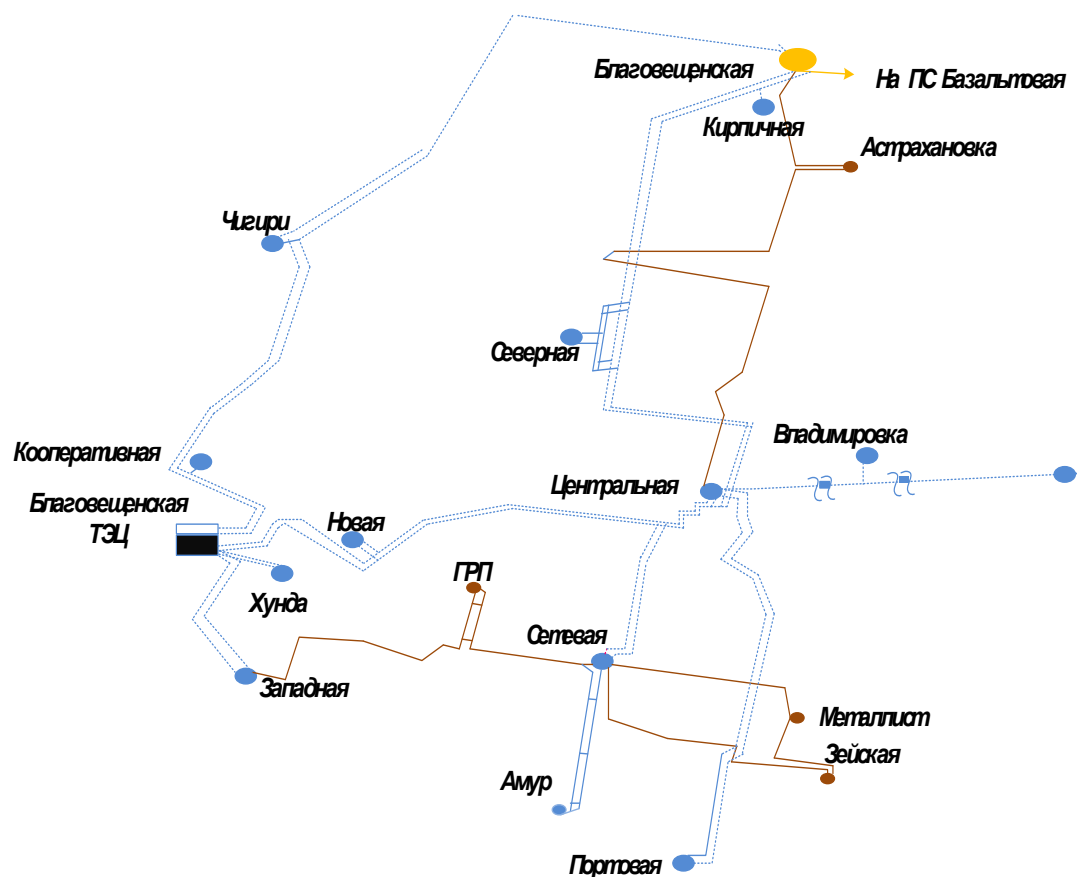


Рисунок 6 – Вариант присоединения ПС «Хунда» №2

В варианте №2 присоединение ПС происходит кот шин Благовещенской ТЭЦкВ. Длина двухцепной ЛЭП составит 2 км, длина каждой цепи 1 км. Однолинейная схема второго варианта покажем на рисунке 7.

Достоинства варианта №2 схожи с первым предложенным вариантом.

К недостаткам можно отнести расширение Благовещенской ТЭЦ ,что с экономической точки зрения нецелесообразно , и также в рассматриваемом варианте количество выключателей будет составлять 5 штук.

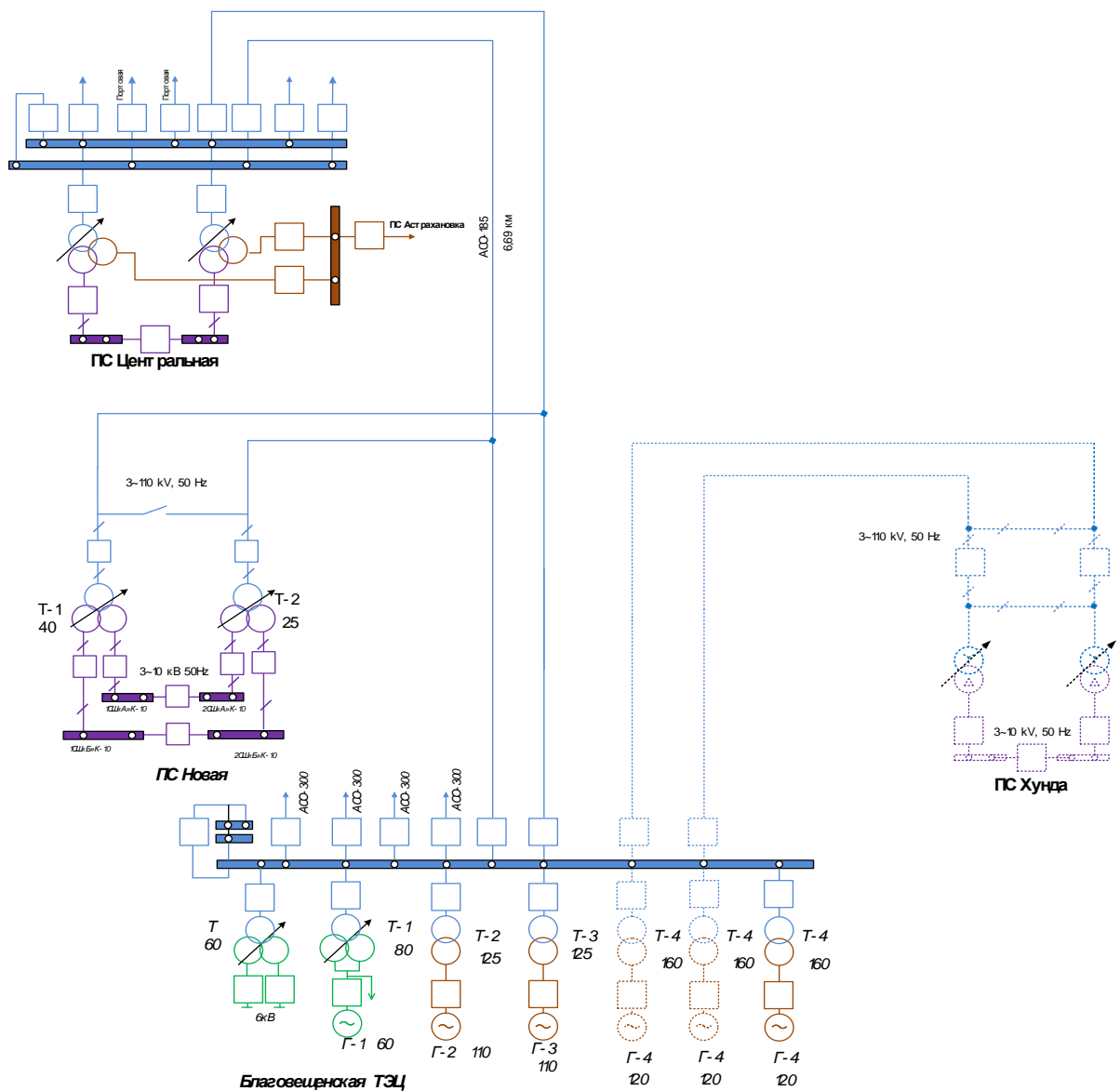


Рисунок 7 – Однолинейная схема варианта присоединения №2

При подключении ПС «Хунда» длина линии остается неизменной с первым вариантом. При строительстве ПС «Хунда» открытое распределительное устройство 110кВ будет выполнено по два блока с выключателями и ремонтной перемычкой со стороны линии.

Сводные данные по двум вариантам приведены в таблицу № 5

Таблица № 5 – Сводные данные количества выключателей и длины ЛЭП

	Длина Кл,км.	Ко-во выключателей,шт.
Вариант 1 110 кВ	2	2
Вариант 2 110 кВ	2	4

Из двух разработанных вариантов надобно предпочесть один экономически обоснованный, обеспечивающий лучшую надёжность электроснабжения потребителей, быть гибкими в управлении.

На данном этапе мною выбраны схемы №1. Но необходимо заметить, что данный выбор не окончателен, так как пока нельзя сказать точно, осуществимы ли данные варианты.

Рассчитаем основные параметры сети для конкурентоспособных вариантов.

### 3.2 Выбор мощности трансформаторов

В соответствии с существующими нормативами, мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70—80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух [2]. Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{НН}})^2 + (Q_{\text{НН}})^2}}{N \cdot K_3}, \quad (11)$$

где  $K_3$  - коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным  $K_3=0,7$ ;

$P_{\text{НН}}, Q_{\text{НН}}$  - мощности низкой стороны ПС.

$$P = \frac{S}{\cos \phi} \quad (12)$$

$$Q_{\text{НН}} = P \cdot \text{tg}(\phi) \quad (13)$$

После проведения данного расчета было принято решение установить силовой трансформатор мощностью 16 МВА с обмотками: ВН – 110,0 кВ, НН –

10 кВ типа ТДН-16000/110. Основные технические характеристики трансформатора приведены в таблице 6. Проверка по коэффициенту загрузки:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{2 \cdot S_{\text{ном.т}}}, \quad (14)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (15)$$

Таблица 6– Технические характеристики силового трансформатора

Тип трансформатора	Напряжение обмотки ВН, кВ	Напряжение обмотки НН, кВ	Напряжение короткого замыкания, %	Потери короткого замыкания, кВт
ТДН-16000/110 УХЛ1	115	11	10,78	125



Рисунок 10 – Внешний вид ТДН-16000/110 УХЛ1

#### 4 АНАЛИЗ И РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ В СУЩЕСТВУЮЩИХ СЕТЯХ

Для того чтобы выбрать среди конкурентоспособных вариантов один, который подойдет по всем критериям совершим анализ наших 2 вариантов в ПВК RastrWin3.

ПВК RastrWin3 предназначается для расчета, анализа и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Внесение данных для электрической схемы начинается с ввода данных по узлам. Номер и номинальное напряжение узла является минимумом необходимым для каждого узла. Узлы нагрузки задаются с значениями активной и реактивной нагрузки. Для генерирующих узлов нужно дополнительно знать пределы изменения реактивной мощности и указать для них значение номинального напряжения, которое будет выдержано, если позволят пределы регулирования реактивной мощности. Один из узлов обозначается базой, остальные узлы и ветви подбираются программой автоматически.

Ветви разделяются на ЛЭП и трансформаторы по значению коэффициента трансформации. Данный коэффициент для линий равен 0, для трансформаторов же его значение является отличным от нуля. Полное описание исходных данных и расчетных величин, относящихся к узлам и ветвям, приведено в таблицах, расположенных ниже.

В ПВК RastrWin3 ЛЭП используется в виде стандартной П-образной схемы замещения, показанной на рисунке 11.

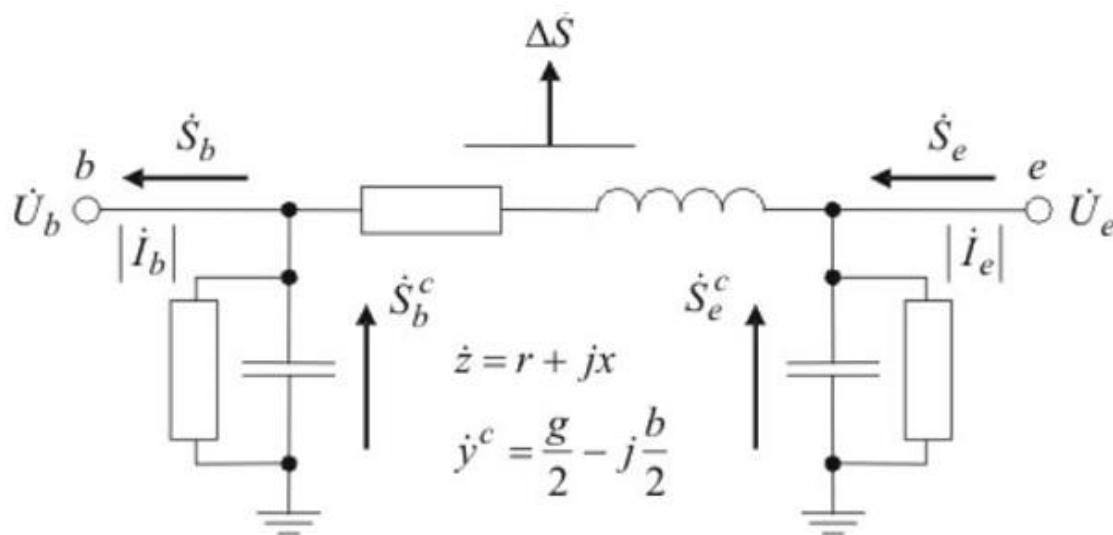


Рисунок 11 – П-образная схема замещения

Г-образная схема замещения, используется для трансформаторов. Данная схема изображена на рисунке 12

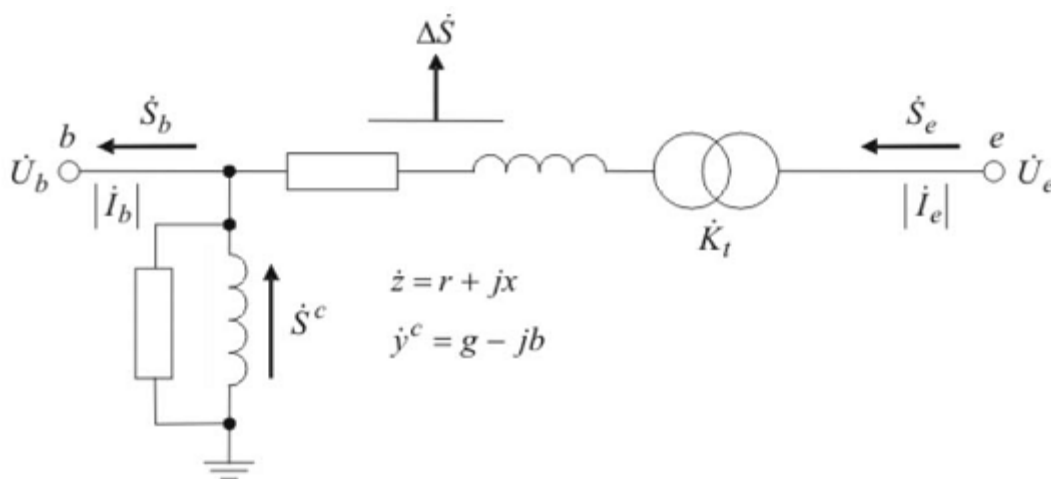


Рисунок 12 – Г-образная схема замещения

Для того чтобы рассчитать аварийный режим с новой проектируемой ПС «Хунда», нам нужно заполнить таблицы узлов и ветвей до подключения электрической сети. Узлы и ветви указаны в таблице 10, 11. Схема сети указана на рисунке 8.

Для того чтобы рассчитать аварийный режим с новой проектируемой ПС «Хунда», нам нужно заполнить таблицы узлов и ветвей до реконструкции электрической сети. Узлы и ветви указаны в таблице , 7. Схема сети указана на рисунке 13.



Таблица 7 – «узлы» – схема сети до подключения ПС «Хунда» из ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
База	1	Бтц гн 1 н	6			-370.9	187.5	6	-1,000.00	1,000.00	6		
Ген	2	Бтц гн 2 н	10			60	20.1	10	-1,000.00	1,000.00	10	50.52	
Ген	3	Бтц гн 3 н	10			110	36.8	10	-1,000.00	1,000.00	10	50.7	
Ген	4	Бтц гн 4 н	10			110	55.3	10	-1,000.00	1,000.00	10	48.27	
Нагр	5	Бтэц ВН	110					110			107.35	44.25	-2.41
Нагр	8	ПС запад	110	15.2	6.1						107.33	44.23	-2.43
Нагр	9	ПС новая	110	8.8	3.5						107.34	44.24	-2.42
Нагр	10	пс центар	110	3.9	5.3						107.26	44.2	-2.49
Нагр	11	пс северн	110	16.1	6.4						107.17	44.13	-2.57
Нагр	12	пс кирпич	110	5.2	2.1						107.13	44.1	-2.61
Нагр	13	пс благов	110	15.2	5.9						107.2	44.14	-2.54
Нагр	14	пс ч игири	110	12.4	5						107.24	44.17	-2.51
Нагр	15	пс коопер	110	13.3	5.5						107.3	44.21	-2.46
Нагр	7	бтэц нн	6								5.85	44.25	-2.49
Нагр	22	оп 3	110								107.18	44.13	-2.57
Нагр	20	оп 4	110								107.34	44.24	-2.42
Нагр	24	оп 5	110								107.34	44.24	-2.42
Нагр	25	оп 6	110								107.33	44.23	-2.43
Нагр	26	оп 7	110								107.29	44.21	-2.46
Нагр	27	пс сетевая	110	24.9	10						107.27	44.2	-2.48
Нагр	28	оп 8	110								107.26	44.18	-2.49
Нагр	29	оп 9	110								107.27	44.19	-2.48
Нагр	30	оп 10	110								107.31	44.22	-2.44
Ген	31	бтэц гэн 5	10			110	52.8	10	-10,000.00	10,000.00	10	48.23	
Ген	32	бтэц гэн 6	10			110	52.8	10	-10,000.00	10,000.00	10	48.23	

Таблица 8-«ветви»-схема сети до подключения ПС «Хунда» ПВК RastrWin 3.

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/r	P_нач	Q_нач	Na	I max
Тр-р	5	1	Бтэц ВН - Б	0.87	22		0.054	-383	-120		2,159
Тр-р	5	2	Бтэц ВН - Б	0.8	22		0.09	60	13		329
Тр-р	5	3	Бтэц ВН - Б	0.37	12.3		0.09	110	23		603
Тр-р	5	4	Бтэц ВН - Б	0.2	7.7		0.09	110	46		640
Тр-р	5	7	Бтэц ВН - Б	0.87	22		0.054	0	0		0
ЛЭП	5	8	Бтэц ВН - Г	0.08	0.38	-2.4		-8	-3		44
ЛЭП	5	8	Бтэц ВН - Г	0.08	0.38	-2.4		-8	-3		44
ЛЭП	10	11	пс центарл	0.47	1.21	-8.1		-8	-2		45
ЛЭП	10	11	пс центарл	0.47	1.21	-8.1		-8	-2		45
ЛЭП	11	13	пс северна	0.42	1.09	-7.3		1	2		11
ЛЭП	11	22	пс северна	0.21	0.54	-3.6		-1	1		7
ЛЭП	22	12	оп 3 - пс к	0.47	1.21	-8.1		-5	-2		30
ЛЭП	22	13	оп 3 - пс б	0.21	0.54	-3.7		4	2		25
ЛЭП	24	9	оп 5 - ПС н	0.06	0.28	-1.8		-5	-1		26
ЛЭП	24	26	оп 5 - оп 7	0.26	0.68	-4.5		-12	-4		68
ЛЭП	25	10	оп 6 - пс ц	0.26	0.68	-4.5		-14	-7		83
ЛЭП	26	10	оп 7 - пс ц	0.26	0.68	-4.5		-6	-3		36
ЛЭП	25	27	оп 6 - пс с	0.16	0.41	-2.8		-19	-8		112
ЛЭП	26	27	оп 7 - пс с	0.16	0.41	-2.8		-6	-2		33
ЛЭП	13	28	пс благове	0.18	0.81	-5		9	4		54
ЛЭП	13	29	пс благове	0.18	0.81	-5		11	5		68
ЛЭП	29	14	оп 9 - пс ч	0.18	0.51	-5		-8	-3		47
ЛЭП	28	30	оп 8 - оп 1	0.13	0.6	-3.7		13	6		79
ЛЭП	29	5	оп 9 - Бтэ	0.13	0.6	-3.7		20	8		114
ЛЭП	30	15	оп 10 - пс	0.04	0.21	-1.3		-13	-5		78
ЛЭП	30	5	оп 10 - Бтэ	0.04	0.21	-1.3		27	12		156
Выкл	5	24	Бтэц ВН - оп 5					-16	-6		94
Тр-р	5	31	Бтэц ВН - Б	0.37	7.7		0.09	110	43		634
Тр-р	5	32	Бтэц ВН - Б	0.37	7.7		0.09	110	43		634
Выкл	5	20	Бтэц ВН - оп 4					-37	-17		220
Выкл	20	9	оп 4 - ПС новая вн					-4	-2		26
Выкл	20	25	оп 4 - оп 6					-33	-15		195
ЛЭП	28	14	оп 8 - пс ч	0.18	0.51	-5		-4	-2		25

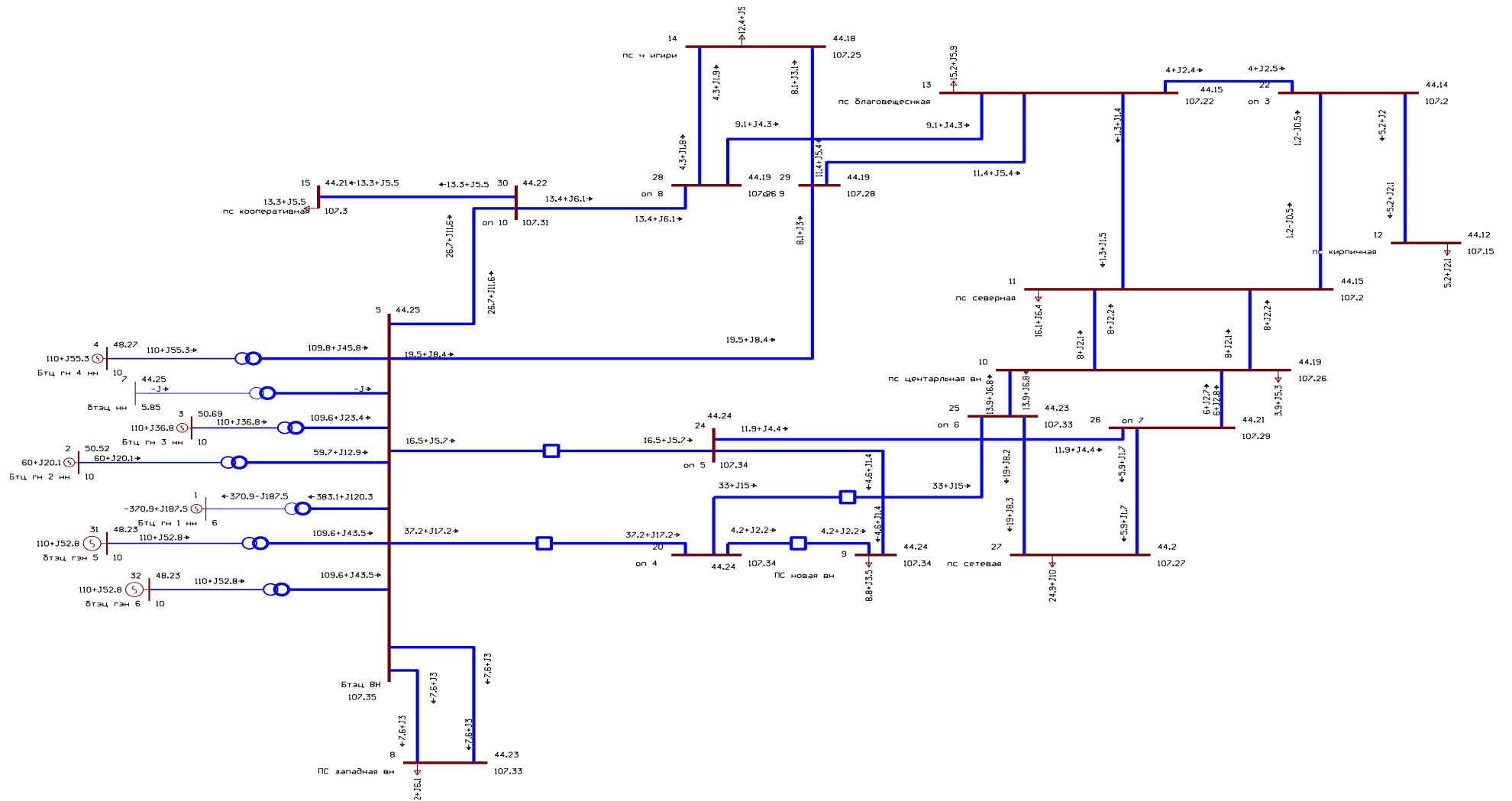


Рисунок 13 – схема сети до подключения ПС «Хунда» из ПВК RastrWin3

Для того чтобы провести дальнейший расчет режима нужно внести в таблицы узлов и ветвей ПС «Хунда» в двух выгодных вариантах. Узлы и ветви указаны в таблицах 9 и 10.

Рассмотрим вариант № 1.

Таблица 9 – «узлы» вариант № 1 с ПС «Хунда» из ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	Бтц гн 1 нн	6					-119.6	29.2	6	-1,000.00	1,000.00	6	
Ген	2	Бтц гн 2 нн	10					60	12.1	10	-1,000.00	1,000.00	10	18.89
Ген	3	Бтц гн 3 нн	10					110	22.5	10	-1,000.00	1,000.00	10	19.05
Ген	4	Бтц гн 4 нн	10					110	32.4	10	-1,000.00	1,000.00	10	16.66
Нагр	5	Бтэц ВН	110							110			108.93	12.67
Нагр	8	ПС западн	110			15.2	6.1						108.91	12.66
Нагр	9	ПС новая в	110			8.8	3.5						108.86	12.6
Нагр	10	пс центарл	110			3.9	5.3						108.74	12.54
Нагр	11	пс северна	110			16.1	6.4						108.71	12.53
Нагр	12	пс кирпич	110			5.2	2.1						108.68	12.51
Нагр	13	пс благове	110			15.2	5.9						108.77	12.55
Нагр	14	пс ч игири	110			12.4	5						108.81	12.59
Нагр	15	пс коопера	110			13.3	5.5						108.88	12.63
Нагр	16	пс хунда в	110										108.9	12.61
Нагр	17	пс хунда в	110										108.9	12.61
Нагр	18	пс хунда н	10			21.5	8.6						10.21	3.69
Нагр	19	пс хунда н	10			21.5	8.6						10.21	3.69
Нагр	20	оп 1	110										108.9	12.63
Нагр	21	оп 2	110										108.9	12.63
Нагр	7	бтэц нн	6										5.94	12.67
Нагр	22	оп 3	110										108.73	12.53
Нагр	23	оп 4	110										108.86	12.6
Нагр	24	оп 5	110										108.86	12.6
Нагр	25	оп 6	110										108.77	12.56
Нагр	26	оп 7	110										108.77	12.56
Нагр	27	пс сетевая	110			24.9	10						108.73	12.54
Нагр	28	оп 8	110										108.83	12.6
Нагр	29	оп 9	110										108.84	12.61
Нагр	30	оп 10	110										108.89	12.65

Таблица 10 – «ветви» вариант №1 из ПВК RastrWin3

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max
Тр-р	5	1	Бтэц ВН - В	0.87	22		0.054	-121	2	639
Тр-р	5	2	Бтэц ВН - В	0.8	22		0.09	60	5	318
Тр-р	5	3	Бтэц ВН - В	0.37	12.3		0.09	110	10	583
Тр-р	5	4	Бтэц ВН - В	0.2	7.7		0.09	110	24	596
Тр-р	5	7	Бтэц ВН - В	0.87	22		0.054	0	0	0
ЛЭП	5	8	Бтэц ВН - Г	0.08	0.38	-2.4		-8	-3	44
ЛЭП	5	8	Бтэц ВН - Г	0.08	0.38	-2.4		-8	-3	44
ЛЭП	5	20	Бтэц ВН - Д	0.04	0.21	-1.3		-44	-6	235
ЛЭП	5	21	Бтэц ВН - Д	0.04	0.21	-1.3		-44	-6	235
ЛЭП	20	16	оп 1 - пс х	0.04	0.21	-1.3		-22	4	116
ЛЭП	21	17	оп 2 - пс х	0.04	0.21	-1.3		-22	4	116
Тр-р	16	18	пс хунда в	4.38	86.7		0.091	-22	4	116
Тр-р	17	19	пс хунда в	4.38	86.7		0.091	-22	4	116
ЛЭП	10	11	пс центарл	0.47	1.21	-8.1		-3	-1	18
ЛЭП	10	11	пс центарл	0.47	1.21	-8.1		-3	-1	18
ЛЭП	11	13	пс северна	0.42	1.09	-7.3		6	3	36
ЛЭП	11	22	пс северна	0.21	0.54	-3.6		3	2	21
Выкл	16	17	пс хунда вн - пс хунда вн							
Выкл	18	19	пс хунда нн - пс хунда нн							
ЛЭП	22	12	оп 3 - пс к	0.47	1.21	-8.1		-5	-2	30
ЛЭП	22	13	оп 3 - пс б	0.21	0.54	-3.7		9	4	51
ЛЭП	20	23	оп 1 - оп 4	0.06	0.28	-1.8		-22	-10	129
ЛЭП	21	24	оп 2 - оп 5	0.06	0.28	-1.8		-22	-10	129
ЛЭП	23	9	оп 4 - ПС н	0.06	0.28	-1.8		-4	-2	25
ЛЭП	24	9	оп 5 - ПС н	0.06	0.28	-1.8		-4	-2	25
ЛЭП	23	25	оп 4 - оп 6	0.26	0.68	-4.5		-18	-8	104
ЛЭП	24	26	оп 5 - оп 7	0.26	0.68	-4.5		-18	-8	104
ЛЭП	25	10	оп 6 - пс ц	0.26	0.68	-4.5		-5	-3	33
ЛЭП	26	10	оп 7 - пс ц	0.26	0.68	-4.5		-5	-3	33
ЛЭП	25	27	оп 6 - пс с	0.16	0.41	-2.8		-12	-5	71
ЛЭП	26	27	оп 7 - пс с	0.16	0.41	-2.8		-12	-5	71
ЛЭП	13	28	пс благове	0.18	0.81	-5		14	6	80
ЛЭП	13	29	пс благове	0.18	0.81	-5		16	7	93
ЛЭП	28	14	оп 8 - пс ч	0.18	0.81	-5		-3	-2	20
ЛЭП	29	14	оп 9 - пс ч	0.18	0.51	-5		-9	-3	51
ЛЭП	28	30	оп 8 - оп 1	0.13	0.6	-3.7		17	7	100
ЛЭП	29	5	оп 9 - Бтэ	0.13	0.6	-3.7		25	10	143
ЛЭП	30	15	оп 10 - пс н	0.04	0.21	-1.3		-13	-5	76
ЛЭП	30	5	оп 10 - Бтэ	0.04	0.21	-1.3		31	13	176



Для расчета аварийного режима выбираем наиболее загруженную линию и отключаем ее. В нашем случае наиболее загруженной ВЛ является отпайка Благовещенская ТЭЦ-Центральная.

Таблица 11 – «узлы» вариант № 1 из ПВК RastrWinIII (послеаварийный режим)

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
База	1	БТЦ гн 1 нн	6					-119.5	29.2	6	-1,000.00	1,000.00	6		
Ген	2	БТЦ гн 2 нн	10					60	12.1	10	-1,000.00	1,000.00	10	18.89	
Ген	3	БТЦ гн 3 нн	10					110	22.5	10	-1,000.00	1,000.00	10	19.05	
Ген	4	БТЦ гн 4 нн	10					110	32.4	10	-1,000.00	1,000.00	10	16.66	
Нагр	5	Бтэц ВН	110							110			108.93	12.67	-0.97
Нагр	8	ПС западн	110			15.2	6.1						108.91	12.66	-0.99
Нагр	9	ПС новая в	110			8.8	3.5						108.81	12.53	-1.08
Нагр	10	пс централ	110			3.9	5.3						108.7	12.49	-1.18
Нагр	11	пс северна	110			16.1	6.4						108.69	12.49	-1.19
Нагр	12	пс кирпич	110			5.2	2.1						108.67	12.48	-1.21
Нагр	13	пс благове	110			15.2	5.9						108.76	12.53	-1.13
Нагр	14	пс ч игири	110			12.4	5						108.81	12.58	-1.08
Нагр	15	пс коопера	110			13.3	5.5						108.88	12.63	-1.02
Нагр	16	пс хунда в	110										108.85	12.54	-1.04
Нагр	17	пс хунда в	110										108.85	12.54	-1.04
Нагр	18	пс хунда н	10			21.5	8.6						10.21	3.61	2.07
Нагр	19	пс хунда н	10			21.5	8.6						10.21	3.61	2.07
Нагр	20	оп 1	110										108.83	12.53	-1.06
Нагр	21	оп 2	110										108.87	12.59	-1.02
Нагр	7	бтэц нн	6										5.94	12.67	-1.06
Нагр	22	оп 3	110										108.71	12.51	-1.17
Нагр	23	оп 4	110										108.81	12.52	-1.08
Нагр	24	оп 5	110										108.83	12.55	-1.07
Нагр	25	оп 6	110										108.73	12.49	-1.16
Нагр	26	оп 7	110										108.73	12.5	-1.15
Нагр	27	пс сетевая	110			24.9	10						108.69	12.48	-1.19
Нагр	28	оп 8	110										108.83	12.59	-1.07
Нагр	29	оп 9	110										108.84	12.6	-1.06
Нагр	30	оп 10	110										108.89	12.64	-1.01

Таблица 12 – «ветви» вариант №1 из ПВК RastrWin (послеаварийный режим)

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max
0	Тр-р	5	1	Бтэц ВН - Б	0.87	22		0.054	-121	2	639
0	Тр-р	5	2	Бтэц ВН - Б	0.8	22		0.09	60	5	318
0	Тр-р	5	3	Бтэц ВН - Б	0.37	12.3		0.09	110	10	583
0	Тр-р	5	4	Бтэц ВН - Б	0.2	7.7		0.09	110	24	596
0	Тр-р	5	7	Бтэц ВН - Б	0.87	22		0.054	0	0	0
0	ЛЭП	5	8	Бтэц ВН - Г	0.08	0.38	-2.4		-8	-3	44
0	ЛЭП	5	8	Бтэц ВН - Г	0.08	0.38	-2.4		-8	-3	44
1	ЛЭП	5	20	Бтэц ВН - Д	0.04	0.21	-1.3				
0	ЛЭП	5	21	Бтэц ВН - Д	0.04	0.21	-1.3		-82	-13	442
0	ЛЭП	20	16	оп 1 - пс х	0.04	0.21	-1.3		6	8	56
0	ЛЭП	21	17	оп 2 - пс ху	0.04	0.21	-1.3		-50	-1	264
0	Тр-р	16	18	пс хунда в	4.38	86.7		0.091	-22	4	116
0	Тр-р	17	19	пс хунда в	4.38	86.7		0.091	-22	4	117
0	ЛЭП	10	11	пс центарл	0.47	1.21	-8.1		-1	-1	5
0	ЛЭП	10	11	пс центарл	0.47	1.21	-8.1		-1	-1	5
0	ЛЭП	11	13	пс северна	0.42	1.09	-7.3		9	3	49
0	ЛЭП	11	22	пс северна	0.21	0.54	-3.6		6	2	34
0	Выкл	16	17	пс хунда вн - пс хунда вн					28	5	151
0	Выкл	18	19	пс хунда нн - пс хунда нн					0	0	7
0	ЛЭП	22	12	оп 3 - пс к	0.47	1.21	-8.1		-5	-2	30
0	ЛЭП	22	13	оп 3 - пс б	0.21	0.54	-3.7		11	4	64
0	ЛЭП	20	23	оп 1 - оп 4	0.06	0.28	-1.8		-6	-8	56
0	ЛЭП	21	24	оп 2 - оп 5	0.06	0.28	-1.8		-33	-11	183
0	ЛЭП	23	9	оп 4 - ПС н	0.06	0.28	-1.8		6	0	31
0	ЛЭП	24	9	оп 5 - ПС н	0.06	0.28	-1.8		-15	-3	80
0	ЛЭП	23	25	оп 4 - оп 6	0.26	0.68	-4.5		-12	-8	78
0	ЛЭП	24	26	оп 5 - оп 7	0.26	0.68	-4.5		-18	-8	105
0	ЛЭП	25	10	оп 6 - пс ц	0.26	0.68	-4.5		-2	-3	19
0	ЛЭП	26	10	оп 7 - пс ц	0.26	0.68	-4.5		-4	-3	26
0	ЛЭП	25	27	оп 6 - пс с	0.16	0.41	-2.8		-11	-5	62
0	ЛЭП	26	27	оп 7 - пс с	0.16	0.41	-2.8		-14	-5	80
0	ЛЭП	13	28	пс благове	0.18	0.81	-5		16	6	92
0	ЛЭП	13	29	пс благове	0.18	0.81	-5		19	7	106
0	ЛЭП	28	14	оп 8 - пс ч	0.18	0.81	-5		-3	-2	19
0	ЛЭП	29	14	оп 9 - пс ч	0.18	0.51	-5		-9	-3	51
0	ЛЭП	28	30	оп 8 - оп 1	0.13	0.6	-3.7		20	7	111
0	ЛЭП	29	5	оп 9 - Бтэц	0.13	0.6	-3.7		28	10	158
0	ЛЭП	30	15	оп 10 - пс н	0.04	0.21	-1.3		-13	-5	76
0	ЛЭП	30	5	оп 10 - Бтэц	0.04	0.21	-1.3		33	13	188





Рассмотрим вариант № 2.  
 Таблица 13 – «узлы» вариант № 2 с ПС «Хунда» из ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
База	1	Бтц гн 1 нн	6					-330.6	144.4	6	-1,000.00	1,000.00	6		
Ген	2	Бтц гн 2 нн	10					60	16.4	10	-1,000.00	1,000.00	10	44.29	
Ген	3	Бтц гн 3 нн	10					110	30.3	10	-1,000.00	1,000.00	10	44.45	
Ген	4	Бтц гн 4 нн	10					110	44.8	10	-1,000.00	1,000.00	10	42.04	
Нагр	5	Бтэц ВН	110							110			108.07	38.04	-1.75
Нагр	8	ПС западн	110			15.2	6.1						108.06	38.02	-1.77
Нагр	9	ПС новая в	110			8.8	3.5						108.06	38.03	-1.76
Нагр	10	пс центар	110			3.9	5.3						107.98	37.98	-1.83
Нагр	11	пс северна	110			16.1	6.4						107.92	37.94	-1.89
Нагр	12	пс кирпич	110			5.2	2.1						107.88	37.91	-1.93
Нагр	13	пс благове	110			15.2	5.9						107.94	37.95	-1.87
Нагр	14	пс ч игри	110			12.4	5						107.97	37.97	-1.84
Нагр	15	пс коопера	110			13.3	5.5						108.03	38	-1.8
Нагр	16	пс хунда в	110										108.07	38.02	-1.75
Нагр	17	пс хунда в	110										108.07	38.02	-1.75
Нагр	18	пс хунда н	10			21.5	8.6						10.11	28.94	1.13
Нагр	19	пс хунда н	10			21.5	8.6						10.11	28.94	1.13
Нагр	7	бтэц нн	6										5.89	38.04	-1.83
Нагр	22	оп 3	110										107.92	37.94	-1.89
Нагр	20	оп 4	110										108.07	38.03	-1.76
Нагр	24	оп 5	110										108.07	38.03	-1.75
Нагр	25	оп 6	110										108.06	38.02	-1.76
Нагр	26	оп 7	110										108.01	38	-1.81
Нагр	27	пс сетевая	110			24.9	10						108	37.99	-1.82
Нагр	28	оп 8	110										107.99	37.98	-1.83
Нагр	29	оп 9	110										108	37.98	-1.82
Нагр	30	оп 10	110										108.04	38.01	-1.78
Ген	31	бтэц гэн 5	10					110	42.3	10	#####	10,000.00	10	42.01	
Ген	32	бтэц гэн 6	10					110	42.3	10	#####	10,000.00	10	42.01	

Таблица 14 – «ветви» вариант № 2 с ПС «Хунда» из ПВК RastrWin3

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max
Тр-р	5	1	Бтэц ВН - Б	0.87	22		0.054	-340	-88	1,875
Тр-р	5	2	Бтэц ВН - Б	0.8	22		0.09	60	10	323
Тр-р	5	3	Бтэц ВН - Б	0.37	12.3		0.09	110	17	593
Тр-р	5	4	Бтэц ВН - Б	0.2	7.7		0.09	110	36	617
Тр-р	5	7	Бтэц ВН - Б	0.87	22		0.054	0	0	0
ЛЭП	5	8	Бтэц ВН - Г	0.08	0.38	-2.4		-8	-3	44
ЛЭП	5	8	Бтэц ВН - Г	0.08	0.38	-2.4		-8	-3	44
Тр-р	16	18	пс хунда в	4.38	86.7		0.091	-22	3	117
Тр-р	17	19	пс хунда в	4.38	86.7		0.091	-22	3	117
ЛЭП	10	11	пс центарл	0.47	1.21	-8.1		-8	-2	44
ЛЭП	10	11	пс центарл	0.47	1.21	-8.1		-8	-2	44
ЛЭП	11	13	пс северна	0.42	1.09	-7.3		1	2	11
ЛЭП	11	22	пс северна	0.21	0.54	-3.6		-1	1	7
Выкл	16	17	пс хунда вн - пс хунда вн					0	0	0
Выкл	18	19	пс хунда нн - пс хунда нн					0	0	0
ЛЭП	22	12	оп 3 - пс к	0.47	1.21	-8.1		-5	-2	30
ЛЭП	22	13	оп 3 - пс б	0.21	0.54	-3.7		4	2	25
ЛЭП	24	9	оп 5 - ПС н	0.06	0.28	-1.8		-5	-1	26
ЛЭП	24	26	оп 5 - оп 7	0.26	0.68	-4.5		-12	-4	68
ЛЭП	25	10	оп 6 - пс ц	0.26	0.68	-4.5		-14	-7	83
ЛЭП	26	10	оп 7 - пс ц	0.26	0.68	-4.5		-6	-3	35
ЛЭП	25	27	оп 6 - пс с	0.16	0.41	-2.8		-19	-8	111
ЛЭП	26	27	оп 7 - пс с	0.16	0.41	-2.8		-6	-2	33
ЛЭП	13	28	пс благове	0.18	0.81	-5		9	4	55
ЛЭП	13	29	пс благове	0.18	0.81	-5		11	5	66
ЛЭП	28	14	оп 8 - пс ч	0.18	0.81	-5		-4	-2	22
ЛЭП	29	14	оп 9 - пс ч	0.18	0.51	-5		-9	-3	50
ЛЭП	28	30	оп 8 - оп 1	0.13	0.6	-3.7		13	6	77
ЛЭП	29	5	оп 9 - Бтэ	0.13	0.6	-3.7		20	8	116
ЛЭП	30	15	оп 10 - пс	0.04	0.21	-1.3		-13	-5	77
ЛЭП	30	5	оп 10 - Бтэ	0.04	0.21	-1.3		26	11	154
Выкл	5	24	Бтэц ВН - оп 5					-16	-6	93
ЛЭП	5	16	Бтэц ВН - г	0.04	0.21	-1.3		-22	3	117
ЛЭП	5	17	Бтэц ВН - г	0.04	0.21	-1.3		-22	3	117
Тр-р	5	31	Бтэц ВН - Б	0.37	7.7		0.09	110	34	612
Тр-р	5	32	Бтэц ВН - Б	0.37	7.7		0.09	110	34	612
Выкл	5	20	Бтэц ВН - оп 4					-37	-17	219
Выкл	20	9	оп 4 - ПС новая вн					-4	-2	25
Выкл	20	25	оп 4 - оп 6					-33	-15	193



Таблица 15 – «узлы» вариант № 2 из ПВК RastrWinIII (послеаварийный режим)

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_эд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
База	1	Бтц гн 1 нн	6					-330.6	144.4	6	-1,000.00	1,000.00	6		
Ген	2	Бтц гн 2 нн	10					60	16.4	10	-1,000.00	1,000.00	10	44.29	
Ген	3	Бтц гн 3 нн	10					110	30.3	10	-1,000.00	1,000.00	10	44.45	
Ген	4	Бтц гн 4 нн	10					110	44.8	10	-1,000.00	1,000.00	10	42.04	
Нагр	5	Бтцц ВН	110							110			108.07	38.04	-1.75
Нагр	8	ПС западн	110			15.2	6.1						108.06	38.02	-1.77
Нагр	9	ПС новая в	110			8.8	3.5						108.06	38.03	-1.76
Нагр	10	пс центарл	110			3.9	5.3						107.98	37.98	-1.83
Нагр	11	пс северна	110			16.1	6.4						107.92	37.94	-1.89
Нагр	12	пс кирпич	110			5.2	2.1						107.88	37.91	-1.93
Нагр	13	пс благове	110			15.2	5.9						107.94	37.94	-1.87
Нагр	14	пс ч игири	110			12.4	5						107.97	37.97	-1.84
Нагр	15	пс коопера	110			13.3	5.5						108.02	38	-1.8
Нагр	16	пс хунда в	110										108.07	37.99	-1.75
Нагр	17	пс хунда в	110										108.07	37.99	-1.76
Нагр	18	пс хунда н	10			21.5	8.6						10.11	28.92	1.13
Нагр	19	пс хунда н	10			21.5	8.6						10.11	28.92	1.13
Нагр	7	бтцц нн	6										5.89	38.04	-1.83
Нагр	22	оп 3	110										107.92	37.94	-1.89
Нагр	20	оп 4	110										108.06	38.03	-1.76
Нагр	24	оп 5	110										108.07	38.03	-1.75
Нагр	25	оп 6	110										108.06	38.02	-1.77
Нагр	26	оп 7	110										108.01	38	-1.81
Нагр	27	пс сетевая	110			24.9	10						108	37.99	-1.82
Нагр	28	оп 8	110										107.99	37.98	-1.83
Нагр	29	оп 9	110										108	37.98	-1.82
Нагр	30	оп 10	110										108.04	38.01	-1.78
Ген	31	бтцц гэн 5	10					110	42.3	10	#####	10,000.00	10	42.01	
Ген	32	бтцц гэн 6	10					110	42.3	10	#####	10,000.00	10	42.01	

Таблица 16 – «ветви» вариант № 2 из ПК RastrWin (послеаварийный режим)

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I_max
0	Тр-р	5	1	Бтэц ВН - Б	0.87	22		0.054	-340	-88	1,875
0	Тр-р	5	2	Бтэц ВН - Б	0.8	22		0.09	60	10	323
0	Тр-р	5	3	Бтэц ВН - Б	0.37	12.3		0.09	110	17	593
0	Тр-р	5	4	Бтэц ВН - Б	0.2	7.7		0.09	110	36	617
0	Тр-р	5	7	Бтэц ВН - б	0.87	22		0.054	0	0	0
0	ЛЭП	5	8	Бтэц ВН - Г	0.08	0.38	-2.4		-8	-3	44
0	ЛЭП	5	8	Бтэц ВН - Г	0.08	0.38	-2.4		-8	-3	44
0	Тр-р	16	18	пс хунда в	4.38	86.7		0.091	-22	3	117
0	Тр-р	17	19	пс хунда в	4.38	86.7		0.091	-22	3	117
0	ЛЭП	10	11	пс центарл	0.47	1.21	-8.1		-8	-2	44
0	ЛЭП	10	11	пс центарл	0.47	1.21	-8.1		-8	-2	44
0	ЛЭП	11	13	пс северна	0.42	1.09	-7.3		1	2	11
0	ЛЭП	11	22	пс северна	0.21	0.54	-3.6		-1	1	7
0	Выкл	16	17	пс хунда вн - пс хунда вн					22	-3	117
0	Выкл	18	19	пс хунда нн - пс хунда нн					0	0	0
0	ЛЭП	22	12	оп 3 - пс к	0.47	1.21	-8.1		-5	-2	30
0	ЛЭП	22	13	оп 3 - пс б	0.21	0.54	-3.7		4	2	25
0	ЛЭП	24	9	оп 5 - ПС н	0.06	0.28	-1.8		-5	-1	26
0	ЛЭП	24	26	оп 5 - оп 7	0.26	0.68	-4.5		-12	-4	68
0	ЛЭП	25	10	оп 6 - пс ц	0.26	0.68	-4.5		-14	-7	83
0	ЛЭП	26	10	оп 7 - пс ц	0.26	0.68	-4.5		-6	-3	35
0	ЛЭП	25	27	оп 6 - пс с	0.16	0.41	-2.8		-19	-8	111
0	ЛЭП	26	27	оп 7 - пс с	0.16	0.41	-2.8		-6	-2	33
0	ЛЭП	13	28	пс благове	0.18	0.81	-5		9	4	55
0	ЛЭП	13	29	пс благове	0.18	0.81	-5		11	5	66
0	ЛЭП	28	14	оп 8 - пс ч	0.18	0.81	-5		-4	-2	22
0	ЛЭП	29	14	оп 9 - пс ч	0.18	0.51	-5		-9	-3	50
0	ЛЭП	28	30	оп 8 - оп 1	0.13	0.6	-3.7		13	6	77
0	ЛЭП	29	5	оп 9 - Бтэц	0.13	0.6	-3.7		20	8	116
0	ЛЭП	30	15	оп 10 - пс н	0.04	0.21	-1.3		-13	-5	77
0	ЛЭП	30	5	оп 10 - Бтэц	0.04	0.21	-1.3		26	11	154
0	Выкл	5	24	Бтэц ВН - оп 5					-16	-6	93
1	ЛЭП	5	16	Бтэц ВН - п	0.04	0.21	-1.3				
0	ЛЭП	5	17	Бтэц ВН - п	0.04	0.21	-1.3		-43	6	234
0	Тр-р	5	31	Бтэц ВН - б	0.37	7.7		0.09	110	34	612
0	Тр-р	5	32	Бтэц ВН - б	0.37	7.7		0.09	110	34	612
0	Выкл	5	20	Бтэц ВН - оп 4					-37	-17	219
0	Выкл	20	9	оп 4 - ПС новая вн					-4	-2	25
0	Выкл	20	25	оп 4 - оп 6					-33	-15	193



После проведения подробного анализа конкурентоспособных вариантов в ПВК RastrWin3, можно сделать следующие выводы:

1. В варианте № 1 при подсоединении нагрузки 16 МВт режим не перегружается. Пс «Хунда» присоединяется отпайкой к линии БТЭЦ-Центральная.

2. При подключении варианта №2 от шин Благовещенской ТЭЦ нужно произвести расширение ОРУ ТЭЦ, для того чтобы присоединить ПС «Хунда».

Таблица 17 – Объем рдля подключения ПС «Хунда»сети для двух вариантов

	Вариант №1	Вариант №2
Объем реконструкций сети	- 2х ТДН-16000/110 УХЛ1 - 2х Кл сечением 350 мм <sup>2</sup> . БТЭЦ – ПС Хунда 2 км	- 2х ТДН-16000/110 УХЛ1 - 2х Кл сечением 350 мм <sup>2</sup> . БТЭЦ – ПС Хунда 2 км -Расширение ячейки ТЭЦ

### Выбор сечения проводов

После расчета и анализа расчета установившихся режимов в ПВК RastrWin3 нужно произвести выбор сечения проводов

Т.к. сеть сложно замкнутая, то провода выбираем по действующему сечению и марки провода.

Выбор сечения проводов проектируемой сети производится с учетом: технико-экономических показателей, пропускной способности сечения провода по нагреву в послеаварийных условиях, механической прочности проводов ВЛ, условий образования короны (отсутствие заметных потерь мощности на корону при хорошей погоде и относительно небольшие годовые потери энергии).

Сечения проводов выбираются должны так, чтобы они соответствовали оптимальному соотношению между капитальными затратами на сооружение линий сети, растущими с увеличением сечения проводов, и расходами, связанными с потерями энергии, уменьшающимися при увеличении сечений проводов.



На сегодняшний день выбор сечения проводов воздушных ЛЭП происходит по методу экономических токовых интервалов. Расчётный ток текущий по линии определяется по выражению:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max} \quad (15)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации (принимается равным 1,05 для ЛЭП 110 кВ);

$\alpha_T$  – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки  $T_{\max}$  и коэффициента попадания в максимум энергосистемы. Значение  $\alpha_T$  принимается равным 1.

$I_{\max}$  – максимальный ток протекающий по линии.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \quad (16)$$

где  $P_{ij}$  – поток активной мощности текущей по линии в зимний максимум;

$Q_{ij}$  – поток реактивной мощности текущей по линии в зимний максимум,

$n_{\text{ц}}$  – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение, кВ.

Подробный расчёт приведен в приложении А.

После расчета составим таблицы с сечениями линий.

Таблица 18 - Сечения линий в схеме №1

Участок	$U_{\text{ном}}$ кВ	Кол-во цепей	Марка провода
БТЭЦ-ПС «Хунда»	110	2	ПВВнг(А)

Проверку проводов проведем в программе RastrWin3.

Проверка проводов производится по анализу токовой загрузки ЛЭП в послеаварийном режиме

Таблица – 20 Токовая нагрузка ЛЭП варианта №1 (послеаварийный режим)

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	I <sub>доп_расч</sub>	I/I <sub>доп</sub>
5	8	Бтэц ВН - ПС западная вн	43	44	710	6.1
5	8	Бтэц ВН - ПС западная вн	43	44	710	6.1
5	20	Бтэц ВН - оп 1	158	158	710	22.3
5	21	Бтэц ВН - оп 2	314	314	710	25.2
20	16	оп 1 - псхундавн			710	
21	17	оп 2 - псхундавн	233	233	520	25.8
10	11	псцентарльнаявн - пс северная	18	18	520	3.5
10	11	псцентарльнаявн - пс северная	18	18	520	3.5
11	13	пс северная - псблаговещеская	36	35	520	6.9
11	22	пс северная - оп 3	21	21	450	4.7
22	12	оп 3 - пс кирпичная	30	30	520	5.7
22	13	оп 3 - псблаговещеская	51	50	520	9.7
20	23	оп 1 - оп 4	158	158	520	30.4
21	24	оп 2 - оп 5	102	102	520	19.7
23	9	оп 4 - ПС новая вн	50	50	520	9.7
24	9	оп 5 - ПС новая вн	14	14	520	2.7
23	25	оп 4 - оп 6	109	109	520	21
24	26	оп 5 - оп 7	98	98	520	18.9
25	10	оп 6 - псцентарльнаявн	35	35	520	6.7
26	10	оп 7 - псцентарльнаявн	31	31	520	6
25	27	оп 6 - пс сетевая	75	75	710	10.6
26	27	оп 7 - пс сетевая	68	68	710	9.5
13	28	псблаговещеская - оп 8	80	80	710	11.2
13	29	псблаговещеская - оп 9	93	93	710	13.1
28	14	оп 8 - псч игири	20	20	710	2.8
29	14	оп 9 - псч игири	51	51	710	7.2
28	30	оп 8 - оп 10	99	99	710	14
29	5	оп 9 - Бтэц ВН	143	143	710	20.2
30	15	оп 10 - пс кооперативная	76	76	710	10.8
30	5	оп 10 - Бтэц ВН	176	176	710	24.8

При отключении одной линии Благовещеская ТЭЦ –ПС Хунда ток, не превышает допустимые значения.

Таблица21 - Токовая загрузка ЛЭП варианта №2 (послеаварийный режим)

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_расч	I/I_доп
5	8	Бтэц ВН - ПС западная вн	44	44	710	6.2
5	8	Бтэц ВН - ПС западная вн	44	44	710	6.2
10	11	псцентарльнаявн - пс северная	44	44	710	6.3
10	11	псцентарльнаявн - пс северная	44	44	710	6.3
11	13	пс северная - псблаговещескная	11	10	710	1.5
11	22	пс северная - оп 3	7	7	710	1
22	12	оп 3 - пс кирпичная	30	30	520	5.8
22	13	оп 3 - псблаговещескная	25	25	520	4.8
24	9	оп 5 - ПС новая вн	26	26	520	4.9
24	26	оп 5 - оп 7	68	68	520	13
25	10	оп 6 - псцентарльнаявн	83	83	520	15.9
26	10	оп 7 - псцентарльнаявн	35	35	520	6.8
25	27	оп 6 - пс сетевая	111	111	450	24.6
26	27	оп 7 - пс сетевая	33	33	450	7.3
13	28	псблаговещескная - оп 8	55	55	520	10.6
13	29	псблаговещескная - оп 9	66	66	520	12.7
28	14	оп 8 - псч игири	22	22	520	4.2
29	14	оп 9 - псч игири	50	50	520	9.6
28	30	оп 8 - оп 10	77	77	710	10.8
29	5	оп 9 - Бтэц ВН	116	115	710	16.3
30	15	оп 10 - пс кооперативная	77	77	710	10.8
30	5	оп 10 - Бтэц ВН	154	154	710	21.6
5	16	Бтэц ВН - псхундавн	234	234	710	33
5	17	Бтэц ВН - псхундавн			710	

В варианте №2 произвели отключение одной линии БТЭЦ – ПС «Хунда» ВН. Все остальные сечения не превышают длительно допустимый порог.

Провода прошли проверку.

## 6 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Для того чтобы окончательно выбрать из двух конкурентноспособных вариантов один, был произведен экономический расчет.

### 6.1 Определение капиталовложений

В данном проекте проведен полный расчет выбранного варианта.

Капитальные вложения – расходы на строительство энергетического объекта.

Расчет общих капитальных вложений электросети производится по формуле:

$$K = K_{ПС} + K_{Л}, \quad (17)$$

где  $K_{ПС}$  - капиталовложения на сооружение подстанций,

$K_{Л}$  - капиталовложения на сооружение линий электропередач.

Капиталовложения на подстанции зависят от значения номинального напряжения сети, схемы электрических соединений (на напряжениях 35—220кВ), вида отключающего оборудования на ВН (выключатели, отделители в комплекте с короткозамыкателями), количества и мощности устанавливаемых трансформаторов.

$$K_{ПС} = K_{пост} + K_{ору} + K_{ку} + K_{тр}, \quad (18)$$

где  $K_{ору}$  - капиталовложения на сооружение распределительных устройств, тыс. р.

$K_{ку}$  - капиталовложения на установку компенсирующих устройств, тыс. р

$K_{тр}$  - капиталовложения на покупку и монтаж силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, тыс. р.

$K_{пост}$  - постоянные затраты, такие как: стоимость земли, на которой будет производиться строительство ПС, благоустройство этой земли, все постройки на территории подстанции, заземления, средства пожарной безопасности, экологическое устройство.

Капиталовложения на сооружение воздушных ЛЭП зависят от значения номинального напряжения, марки провода, материала, использованного при изготовлении провода и типа опор (одноцепные, двухцепные). В данные капитальные вложения входят затраты на изыскательные работы, организацию подготовительных работ по трассе, покупка опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, ОПН, приобретение кабелей, кабельных муфт, затраты на транспортировку, монтаж линии.

$$K_{ЛЭП} = \kappa_{уд} \cdot l, \quad (19)$$

где  $\kappa_{уд}$  - удельная стоимость одного километра сооружения воздушной линии, тыс. руб./км.

$l$  - длина линии, км.

Итоги расчета (приложение ) сведём в таблицу 22.

Таблица 22 – Капитальные вложения

Схема	$K_{ПС}$ , тыс. руб.	$K_{кл}$ , тыс. руб.	$K$ , тыс. руб.
1	253100	152340	405440
2	288100	158240	411340

Расчет произведен в ценах 2017г. при коэффициенте инфляции равном 2,5.

## 6.2 Определение эксплуатационных издержек

Затраты на обслуживание и починку электрического оборудования, рассчитываются по формуле:

$$I_{\text{экс}} = \sum a_{\text{экс}} \cdot K, \quad (20)$$

где  $a_{\text{экс}}$  - ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание сети,  
 $a_{\text{аммс}} = 5.25\%$ ,  $a_{\text{амвлэн}} = 0.65\%$  .

Амортизационные отчисления содержат в себе средства, которые служат для замены изношенного и морально устаревшего оборудования, стоимость капитального ремонта.

Расчет данных отчислений производится по выражению:

$$I_A = \frac{K}{T_{\text{сл}}}, \quad (20)$$

где  $T_{\text{сл}}$  - срок службы оборудования, в проекте принято  $T_{\text{сл}} = 20$  лет.

Затраты на транспортировку электроэнергии считаются по формуле:

$$I_{\Delta W} = c_{\Delta W} \cdot \Delta W, \quad (21)$$

$c_{\Delta W}$  - удельная стоимость потерь электроэнергии, согласно федеральной службы по тарифам на 1 января 2017 г равна 1,5 тыс. руб./Мвт·ч.

$\Delta W$  - потери электроэнергии в элементах сети, рассчитываются поэлементно.

Таблица 23 – Эксплуатационные издержки

Вид издержек	Схема № 1	Схема № 2
$I_{\text{АМ}}$ , тыс. руб.	13010	14590
$I_{\Delta W}$ тыс. руб.	983.593	1283.593

### 6.3 Определение среднегодовых эквивалентных расходов

Среднегодовые эквивалентные годовые расходы определяются по формуле:

$$Z_{cp} = E \cdot K + I, \quad (22)$$

где  $K$  - капиталовложения в строительство сети, тыс.руб.,

$I$  - эксплуатационные издержки, тыс. руб.,

- норматив дисконтирования, определяется ставкой рефинансирования, равен 10 %.

Для выбранной схемы:

$$Z_1 = I + 0.1K1 = 1.514 \times 10^8 \text{ руб.}$$

$$Z_2 = I2 + 0.1K2 = 1.578 \times 10^8 \text{ руб.}$$

Таблица 24 (тыс. рублей)

Варианты	З	И	К
1	530740	125300	405440
2	539940	128600	411340

$$\varepsilon = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} = 4\%$$

Вывод: Вывод: При сравнение технико-экономических затрат ,первый вариант оказался менее затратным.

## 7 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ И РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 7.1 Выбор выключателей

Выключатели являются существенными коммутационными аппаратами и служат для отключения и включения цепей в различных режимах работы, наиболее ответственной операцией является отключение токов к.з.

При выборе выключателей необходимо учитывать основные требования, предъявляемые к ним. Выключатели должны надежно отключать любые токи нормального режима и КЗ, а также малые индуктивные и емкостные токи, не допуская появления опасных коммутационных перенапряжений.

Конструкция выключателя должна быть простой, удобной для эксплуатации и транспортировки, выключатель должен обладать высокой ремонтпригодностью, взрывобезопасностью и пожаробезопасностью.

Выключатели выбирают по номинальному напряжению  $U_{ном}$ , продолжительному номинальному току  $I_{ном}$ , отключающей способности, электродинамической и термической стойкости. Электродинамическая стойкость характеризуется наибольшим допусаемым током к.з. ( максимальное мгновенное значение полного тока )  $I_{дин\ max}$ . Условие проверки на электродинамическую стойкость имеет вид:

$$I_{уд} < I_{дин\ max}, \quad (14)$$

где  $I_{уд}$  – расчетный ударный ток в цепи.



Отключающая способность выключателя задана номинальным током отключения  $I_{отк}$  в виде действующего значения периодической составляющей тока.

Проверка на термическую стойкость заключается выполняется по следующему условию:

$$W_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (15)$$

Тепловой импульс тока КЗ рассчитывается по выражению :

$$W_k = I_k^2 (t_{откл} + T_a), \quad (16)$$

где  $t_{откл}$  — время от начала КЗ до его отключения ,

$T_a$  — постоянная времени затухания аperiodического тока.

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$W_k = 14, I^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 49,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя :

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Номинальный ток:

$$I_{н110} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,9 \text{ А}; \quad (17)$$

Таблица 25 – Максимальные рабочие токи в РУ ПС «Хунда»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
110	55
10	46

Таблица 26 - Выбор выключателя 110 кВ.

Каталожные данные	Расчетные	Условия выбора
-------------------	-----------	----------------

$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3150 \text{ А}$	$I_{p.max} = 55 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 49,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,13 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,13 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

Тип выключателя: ВЭБ – 110 – 40 / 2500 УХЛ1.

Элегазовый выключатель **ВЭБ110-40/2500 УХЛ1** баковый. Имеет пружинный привод типа ППрК-2000СМ и встроенные трансформаторы тока. Выключатель снабжен устройствами электроподогрева полюсов, которые при понижении температуры окружающего воздуха до  $-25^\circ\text{C}$  автоматически включаются и отключаются при температуре минус  $19 : 22^\circ\text{C}$ . Контроль утечки элегаза из полюсов выключателя осуществляется при помощи электроконтактных сигнализаторов плотности. Полюсы выключателя ВЭБ110П\*40/2500 снабжены аварийной разрывной мембраной.



Рисунок 18 – Выключатель ВЭБ – 110 – 40 / 2500 УХЛ1

Выбор выключателя 10 кВ

$$I_{н10} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 10} = 787,296 \text{ А} \quad (19)$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 11,106^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 2,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя :

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 27 - Выбор выключателя 10 кВ.

Каталожные данные	Расчетные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{р.мах} = 787,296 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 2,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 13,38 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 13,38 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

Выбираем выключатель :ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000

ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000 - вакуумный выключатель с пружинно-моторным приводом (возможна установка электромагнитного привода). Выключатель предназначен для коммутации высоковольтных электрических цепей трехфазного переменного тока с изолированной или частично заземлённой нейтралью частоты 50 Гц напряжения 10 кВ в номинальном режиме работы электроустановки и для автоматического отключения этих цепей при коротких замыканиях и перегрузках, возникающих при аварийных режимах.

Достоинства высоковольтных вакуумных выключателей серии ВВУ-СЭЦ:

- возможность ручного включения выключателя;
- наличие встроенных в привод выключателя расцепителей;
- простота конструкции;
- высокая надёжность;
- легко встраивается в различные типы КРУ и КСО;
- возможность установки привода отдельно от выключателя;
- высокий коммутационный ресурс;

- хороший теплоотвод рабочих поверхностей;
- хорошее соотношение «цена-качество», сравнительно с другими выключателями.



Рисунок 19 – Выключатель ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000

## 7.2 Выбор разъединителей.

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

При ремонтных работах создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, т.к. контактная система их не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному КЗ и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед операцией разъединителей цепь должна быть разомкнута выключателем. К надежности разъединителей предъявляют высокие требования. Это объясняется большим числом разъединителей в электрических установках и важностью их для схем соединений. Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации разъединителей стремятся использовать разъединители трехполюсного типа. Чтобы исключить ошибочные действия с разъединителями, устанавливают блокировки, которые разрешают оперировать с разъединителями в том случае, если связанный с ними выключатель отключен.

Разъединители могут выполняться с одним или двумя заземляющими ножами. Их выбирают по номинальному напряжению  $U_{ном}$ , номинальному длительному току  $I_{ном}$ , в режиме к.з. проверяют на термическую и электродинамическую стойкость. Расчетные величины для выбора разъединителей те же, что и для выключателей.

Таблица 28 - Выбор разъединителей.РУ-110кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 106,881 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 4,136 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 49,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Тип разъединителя: РГ – 110 / 1000 УХЛ1.

**Разъединители РГ-110** предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей, находящихся под напряжением, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

Разъединители также используют для отключения холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий.

Серия разъединителей РГ(Н) пришла на смену устаревшим разъединителям серии РЛНД, РНДЗ, РДЗ на 110 кВ. Разъединители 110 кВ выпускаются на номинальный ток 1000, 2000, 3150 А. Управление разъединителями может осуществляться как двигательными приводами ПД-14, так и ручными ПРГ-6.

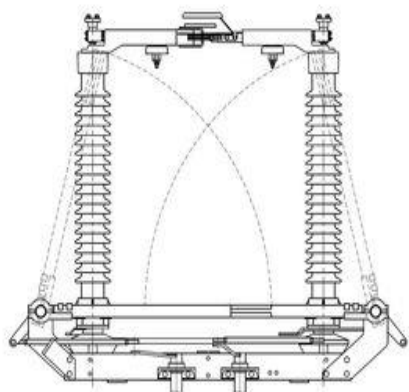


Рисунок 20 – Разъединитель РГ – 110 / 1000 УХЛ1.

Р - разъединитель

Г - горизонтально-поворотного типа

П - с полимерной изоляцией, соответствующей II степени загрязнения атмосферы по ГОСТ 9920 (для разъединителей с фарфоровой изоляцией буква отсутствует)

### 7.3 Выбор трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (28)$$

Сопротивление контактов принимается равным  $r_{\text{к}} = 0,1$  Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (29)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается 100 м, для РУ 10 кВ - 60 м ;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (для 110 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов (для 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{пров} = \frac{S_{np}}{I_2^2} \quad (30)$$

где  $S_{np}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2=1A$ .

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110  $S_{np}=1,62$  ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ  $S_{np} = 0,62$  ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 110 кВ):

$$Z_{2.220} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 10 кВ):

$$Z_{2.10} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

#### 7.4 Выбор трансформатора тока на напряжения 10 кВ

$$I_{нагр\Sigma} = \frac{S_{нагр\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U * N_T} \quad (20)$$

$$I_{нагр\Sigma} \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 787,296 \text{ A}$$

По справочным данным [3] выбираем ближайший трансформатор тока, значение первичного тока которого не менее 787,296 А, т.е. ТОЛ-СЭЦ-10, класс точности



## Рисунок 21 – Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10

Измерительный трансформатор тока опорный ТОЛ-СЭЩ на класс напряжения 10 кВ обеспечивает передачу сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления. Трансформатор ТОЛ-СЭЩ устанавливается в комплектные распределительные устройства КРУ-СЭЩ. ТОЛ-СЭЩ изготавливается в климатическом исполнении “У”; “УХЛ” и “Т”, категории размещения 2 и 1 по ГОСТ 15150-69.

Таблица 29– Технические характеристики трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-10

Технические характеристики	Значение
Класс напряжения, кВ	10
Номинальный первичный ток, А	3000
Номинальный вторичный ток, А	5
Число вторичных обмоток	до 6
Номинальный класс точности для защиты	10P;
Номинальный коэффициент безопасности приборов Кбном вторичной обмотки для измерений	2 до 35
Номинальный класс точности для измерений и учета	0,5S

### 7.5 Выбор трансформатора тока на напряжения 110 кВ

$$I_{нагр\Sigma} \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 106,881 \text{ A}$$

На напряжение 110 кВ выбираем трансформатор тока марки ТОГФ-110

Назначение:

Трансформатор тока ТОГФ-110 предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в открытых и закрытых распределительных устройствах переменного тока частоты 50Гц на номинальное напряжение 110 кВ.

Преимущества:

Основными преимуществами азотного трансформатора тока 110 кВ являются – повышенный коэффициент пожаробезопасности, возможность использования аппарата при низких температурах, исключается появление



опасных ядовитых газов при чрезвычайных обстоятельствах, не требуются специальные процедуры при утилизации.

Основные технические характеристики трансформатора тока приведены в таблице 9



Рисунок 22 – Трансформатор тока ТОГФ-110

Таблица 30 - Основные технические характеристики трансформатора тока ТОГФ-110

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальная частота	50
Номинальный первичный ток, А	600
Номинальный вторичный ток, А	1 и 5
Количество вторичных обмоток, в том числе -для измерений и учета	1;2
-для защиты	3;4;5
Класс точности вторичных обмоток для измерений	0,5;0,5S
Класс точности вторичных обмоток для защиты	5P

### 7.6 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток вольтметров, приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2 \text{ расч.}}$ .

Должно при этом соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} \quad (21)$$

Мощность измерительных приборов и системы учета равна мощности цифрового мультиметра щитового исполнения. Тогда вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 6 \text{ ВА}$$

### **7.7 Выбор трансформаторов напряжения на 110 кВ**

По справочным данным [3] выбираем трансформатор напряжения типа НАМИ-110 УХЛ1

*Описание:*

Антирезонансные масляные геометрические трансформаторы напряжения НАМИ – 110 предназначены для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока с глухо заземленной нейтралью с целью формирования сигналов приборам измерения и защитным устройствам



Рисунок 23 – Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1

Таблица 31 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 6 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

### 7.8 Выбор трансформаторов напряжение на 10 кВ

Наиболее подходящим является трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЦ-10

Описание:

Трехфазная антирезонансная группа измерительных трансформатор НАЛИ-СЭЦ на класс напряжения 6, 10, 35 кВ. Трехфазная группа трансформаторов предназначена для питания приборов учета электроэнергии, контрольно-измерительной аппаратуры, релейных (микропроцессорных) защиты. а также используются для контроля изоляции в сетях до 35 кВ с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью. НАЛИ-СЭЦ 6, 10, 35 кВ устанавливается в комплектные распределительные устройства КРУ-СЭЦ. Трансформатор изготавливается в климатическом исполнении “У” “УХЛ” и “Т” категории размещения 2 и 1 по ГОСТ 15150-69.



Рисунок 24 – Трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-10

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 6 \text{ ВА}$$

Таблица 32 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 30 \text{ ВА}$	$S_p = 6 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

### 7.9 Выбор кабелей на стороне 10 кВ

Для подключения КРУ 10 кВ к силовому трансформатору используются кабели с алюминиевыми жилами. Данные кабели должны выдерживать максимальный ток нагрузки, т.е. ток при работе обеих систем шин через один трансформатор.

$$I_{\text{нагр}\Sigma 10\text{кВ}} = I_{\text{нагр}\Sigma} \cdot \frac{1}{k_T}$$

$$I_{\text{нагр}\Sigma 10\text{кВ}} = 787,668 \cdot \frac{1}{87,5} = 9,001 \text{ А}$$

Для кабельной линии выбираем кабель марки

Удельные параметры кабеля АПвВнг-1х800-10

А - алюминиевая токопроводящая жила  
 Пв - изоляция из сшитого полиэтилена  
 В - оболочка из ПВХ пластиката пониженной горючести  
 нг(А) - не распространяет горение при групповой прокладке по категории А  
 1 - количество жил  
 800 - сечение жилы  
 10 - номинальное напряжение, кВ

### 7.10 Выбор КРУ на напряжения 10 кВ



Рисунок 25 - Шкаф КРУ серии СЭЩ-61М

Таблица 33 – Основные параметры шкафа КРУ серии СЭЩ-61М

Наименование параметра	КРУ СЭЩ-61М
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	15
Номинальный ток сборных шин, А	4000
Ток термической стойкости, кА	40
Ток электродинамической стойкости, кА	128
Номинальный ток отключения выключателя, кА	31,5; 40

Комплектные распределительные устройства серии СЭЩ-61 М предназначены для приема и распределения электрической энергии

трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц и 60 Гц напряжением 6(10) кВ на токи 630–4000 А.

Шкафы КРУ СЭЩ-61 М предназначены для работы внутри помещения, климатическое исполнение УХЛЗ и ТЗ.

КРУ СЭЩ-61 М применяется:

- в составе КТПБ;
- в качестве КРУ-6(10) кВ

КРУ СЭЩ-61 М используется:

- в нефтяной, газовой, угольной и металлургической промышленности; — в энергетике;
- в распределительных сетях энергокомплекса;
- в сельском хозяйстве;
- для нужд промышленных предприятий;
- для городских и муниципальных сетей;

### **7.11 Выбор ОПН**

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный. ОПН предназначается для защиты изоляции электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов, выполненных на основе оксида цинка с малыми добавками других металлов. Эти колонки заключаются в полимерные или фарфоровые покрышки.

При строительстве ПС 110/10 кВ «Хунда» для защиты оборудования подстанции от грозových и коммутационных перенапряжений предусматривается установка ограничителей перенапряжений нелинейных, которые будут устанавливаться в КРУ 10 кВ, у вводов 10 кВ, а также трансформаторов (Т1, Т2), и проектируемых блоках КТПБ-110 кВ вблизи проектируемых силовых трансформаторов.

Следовательно, ОПН 10 кВ, установленные в ячейках трансформаторов напряжения, обеспечивают защиту сборных шин 10 кВ, а и ОПН 10 кВ установленные непосредственно у соответствующих вводов силовых трансформаторов (Т1, Т2) обеспечивают защиту трансформаторов от грозových

перенапряжений не зависимо от коммутационного положения вводных выключателей 10 кВ.

Проектируемые нелинейные ограничители перенапряжений ОПН-110 УХЛ1 (класс пропускной способности не менее II, I<sub>пр</sub> не менее 650А), ОПН-10 УХЛ1(класс пропускной способности не менее II, I<sub>пр</sub> не менее 650А), обеспечивают надёжную защиту силовых трансформаторов и оборудования ОРУ-110 кВ, КРУ 10 кВ при грозовых импульсах, при несимметричных КЗ на ПС и при наибольшем длительном рабочем напряжении.

### Выбор ОПН

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Для определения расчётной величины рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения  $U_{н.р.}$ , которое для сетей 220кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot U_{ном.сети}, \quad (22)$$

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot 110 = 115,5 \text{ кВ}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент КВ, учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,52.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (23)$$

$$U_{p.n.p.} = \frac{115,5}{1,52} = 75,98 \text{ кВ}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-110/550/88-10-IV УХЛ1. При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, определяемая по формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (24)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ограничителе,  $U_{ост} = 236 \text{ кВ}$ ;

$Z$  – волновое сопротивление линии,  $Z = 470 \text{ Ом} / 5, \text{ с. 201/}$ ;

$T$  – время распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

Значение  $U$  можно вычислить по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (25)$$

где  $U_0$  – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

$k$  – коэффициент полярности,  $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$ ;

$l$  – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{550}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 550} = 495,49 \text{ кВ}$$



Время распространения волны рассчитываем по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (26)$$

где  $\beta$ – коэффициент затухания волны;

$c$ – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 0,9 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(495,49 - 236)}{470} \cdot 236 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 319,06 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \quad (27)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{319,06}{110} = 2,9 \text{ кДж/кВ}$$

Окончательно выбираем ОПНп-110/550/88-10-IV УХЛ1 удельной энергоемкостью 3,1 кДж/кВ.

Выбор ОПН для других РУ выполняется аналогично, результаты выбранных ОПН сведены в таблицу 13.

Таблица 34 – Выбранные ОПН

Для РУ 110кВ	ОПНп-110/550/88-10-IV УХЛ1
Для РУ 10 кВ	ОПНп-10/550/12 УХЛ1

## 7.12 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной

обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители устанавливают на фундаментах либо подвешивают на линейных порталах.

Выбор ВЧ - заградителей производим по номинальным и ударным токам.

$$1) \quad U_{\text{ном}} = U_{\text{сети}}, \quad (28)$$

$$2) \quad I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. расч}},$$

$$3) \quad i_{\text{пред. скв}} \geq i_{\text{уд}} \quad (29)$$

$$4) \quad I_{\text{терм. ном}}^2 \cdot t_{\text{терм. ном}} \geq B_{\text{к}}$$

Для ВЛ 110 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-200-05-У, ХЛ,Т1.

Значения  $I_{\text{махр}}$  и  $B_{\text{к}}$  берем те же что и для выключателей.

Таблица 35 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{рМАХ}} = 106,48 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$i_{\text{пред. скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,136 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 54,69 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$

## 8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ «ХУНДА»

### 8.1 Назначение и основные типы защиты трансформаторов

Силовые трансформаторы конструктивно весьма надёжны из-за отсутствия в них движущихся или вращающихся частей. Но несмотря на это в них в процессе эксплуатации возможны и имеют место повреждения и отклонения от нормальных режимов работы. Поэтому силовые трансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой [15].

В обмотках трансформаторов могут возникать короткие замыкания между витками одной фазы, между фазами, одной или двух фаз на землю, так же замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать короткие замыкания между фазами и на землю.

Кроме указанных выше повреждений силовых трансформаторов в условиях эксплуатации могут происходить отклонения от нормальных режимов, к которым относят: прохождение через трансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с силовым трансформатором элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов в следствии его разложения, снижение уровня масла, превышение максимальной допустимой температуры работы.

Из сказанного выше следует, что защита силовых трансформаторов должна выполнять следующие функции:

1. отключать трансформатор от источника питания при его повреждении;
2. отключать трансформатор от повреждённой части установки при прохождении через него сверхтока в случаях повреждения шин или другого оборудования связанного с трансформатором, а также при повреждениях смежного оборудования и отказах его защиты или выключателей;
3. подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции при перегрузке силового трансформатора, выделении газа из масла,

при снижении уровня масла, или повышении его температуры.

## **8.2 Описание устройства микропроцессорной защиты Сириус-Т**

В данной выпускной квалификационной работе было принято решение установить устройство микропроцессорной защиты Сириус-Т.

Данное устройство предназначено для выполнения функций основной защиты двухобмоточного (в том числе с расщепленной обмоткой) трансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ.

Также возможно использование в качестве дифференциальной защиты реактора или мощного синхронного двигателя. Содержит подменную МТЗ ВН и МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

- Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).

- Цифровое выравнивание величины и фазы токов плечей дифференциальной защиты.

- Автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН.

- Контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.

- Входы отключения от газовой защиты трансформатора и РПН с возможностью перевода действия на сигнал с помощью оперативной кнопки управления на лицевой панели, либо с помощью дискретного входа.

- Ненаправленная двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя ВН. Имеется возможность блокировки МТЗ ВН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания.

- Внутренняя цифровая сборка токовых цепей ВН в треугольник и возможность использования полученных токов для реализации ступеней МТЗ ВН.

- Одна ступень ненаправленной МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя НН. Имеется возможность блокировки МТЗ НН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны НН.

- Защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

Функции автоматики и сигнализации, выполняемые устройством:

Логика устройства резервирования при отказе выключателя стороны ВН (УРОВ ВН). Функция УРОВ выполнена на основе индивидуального принципа, что подразумевает наличие независимой логики УРОВ на каждом присоединении. В случае необходимости, имеется возможность использования в централизованной схеме УРОВ.

Возможны следующие варианты работы схемы УРОВ:

- с автоматической проверкой исправности выключателя (с контролем по току и предварительной выработкой команды отключения резервируемого выключателя);

- с дублированным пуском от защит с использованием реле положения «Включено» выключателя (с контролем по току и контролем посылки отключающего импульса на отключение выключателя от защит).

Для трансформаторов с высшим напряжением 35 кВ предусмотрен вариант упрощенного выполнения схемы УРОВ (без внешнего пуска схемы УРОВ, без дублированного пуска).

- Входы отключения, предназначенные для подключения внешних защит. Реализованы контроль входов по току сторон ВН и НН, пуск схемы УРОВ от данных сигналов.

- Управление схемой обдува по двум критериям – ток нагрузки и сигналы от датчиков температуры. Алгоритм обеспечивает управление многоступенчатым обдувом.

- Контроль состояния трансформатора по ряду входных дискретных сигналов.

- Выдача сигнала блокировки РПН при повышении тока нагрузки выше допустимого.

Подробный расчет релейной защиты и автоматики приведен в приложении.

## 9 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

### 9.1 Молниезащита территории ОРУ и площадок трансформаторов.

Защиту от прямых ударов молнии выполним с помощью стержневых молниеотводов, установленных на порталах. Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности.

#### Заземление ОРУ и площадки трансформаторов

В соответствии с (ПУЭ) металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Рабочие напряжения рассматриваемых участков – 220 кВ и 500 кВ, режим нейтрали – эффективно заземленная, поэтому заземляющее устройство должно отвечать условию  $R_3 < 0,5 \text{ Ом}$  или допустимому напряжению прикосновения.[3]

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на защищаемой территории прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, создавая заземляющую сетку, к которой присоединяется заземляемое оборудование.

Размер площади, используемой под заземлитель, с учетом того, что контур сетки заземлителя расположен с выходом за границы оборудования по

1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя

Подробный расчет молниезащиты и заземления приведен в приложении В.



## 10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Строительство подстанции Хунда вызвана необходимостью обеспечить развитие энергорайона ЦЭР Благовещенска округа. Районы Благовещенска характерны низкими температурами, малой продолжительностью светового дня, что повышает требования к безопасному проведению и организации работ в электроустановках.

На подстанции установлено 2 трансформатора ТДН-16000/110; выключатели ЗАР1 FG-245, разъединители DFB4-245, измерительные трансформаторы тока IOSK 245 и напряжения ТЕМР 245.

### 10.1 Безопасность

При проектировании и реконструкции станций, подстанций, линий электропередачи, трансформаторов и других электроэнергетических объектов, важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеназванных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ – Правила устройства электроустановок, требования ПТЭ, технику безопасности при строительномонтажных работах в энергетике и др.

При устройстве электроустановок реконструируемой подстанции выполняются ниже перечисленные требования.

Распределительные устройства 110 кВ и выше оборудуются оперативной блокировкой, исключающей возможность:

- включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамыкатели;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;
- отключения и включения отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата [3].

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом

разъединителя и приспособление для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении [3].

Для РУ с простыми схемами электрических соединений рекомендуется применять механическую (ключевую) оперативную блокировку, а во всех остальных случаях – электромагнитную. Разъединители ОРУ–220 и ОРУ–110 оборудуются электромагнитной блокировкой.

В качестве блокирующих устройств испытательных камер применяют электрические замки, которые можно отпереть лишь при снятии напряжения с оборудования. Цепь питания оборудования высокого напряжения испытательных камер, как правило, оснащаются вспомогательными контактами, автоматически размыкающимися при открытии двери.

Действующие электроустановки оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения переносного заземления.

В местах, в которых стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

При наличии трансформаторов напряжения заземление сборных шин осуществляется заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 и 1,6 м; сетки должны иметь отверстия размером 10x10 мм, а также приспособления для запираания их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1–0,2 м [3].

Указатели уровня и температуры масла маслонеполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие состояние

оборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы обеспечить обеспечены удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения.

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата составляет не менее 0,2 м или предусмотрен соответствующий приямок [3].

Территория подстанции «Хунда» ограждена внешним забором высотой 2,5 м.

Вспомогательные сооружения (мастерские, склады, ОПУ и т. П.), расположенные на территории ОРУ, огораживаются внутренним забором высотой 1,6 м.

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов, а также РД 34.03.603 «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины, компрессорные установки и воздухохоборники, приспособления и инструмент должны быть испытаны и должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда, правилами Госгортехнадзора и РД 34.03.204 «Правилами безопасности при работе с инструментом и приспособлениями», а также инструкциями заводов–изготовителей.

Инструкции по охране труда для рабочих и служащих приводятся в соответствии с ПТБ.

Порядок обучения и проверки знаний работающих должен соответствовать «Руководящим указаниям по организации работы с персоналом на энергетических предприятиях и в организациях».

Рабочие и инженерно–технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ [5].

При производстве всего комплекса строительно–монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно–монтажных работ должны соответствовать предусмотренных в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности [2].

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током на подстанции предусматривается защитное заземление.

Экологические аспекты, в частности влияние электроустановок на окружающую среду – один из важнейших вопросов в энергетике. Любая электроустановка в той или иной мере оказывает негативное влияние на

окружающую среду, в том числе и на живых существ – от насекомых до человека.

В процессе эксплуатации электроустановок возможно загрязнение окружающей среды вредными веществами. Это может быть: электролит, трансформаторное масло и другие нефтепродукты, бытовые отходы и другие вредные вещества.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо строго соблюдать нормативные документы и инструкции по эксплуатации оборудования, правила обращения с вредными веществами и др., хранить отходы и вредные вещества в специально отведенных для этого местах.

Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов. В соответствии с [12] для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «Хунда» устанавливаются 2 трансформатора марки ТДН 16000/110 с размерами (м) 5,845×3,570×5,470 и массой масла 12,8 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м.

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения.

Маслоприемники масла выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

Верхний уровень гравия (щебня) находится на расстоянии не менее чем 75 мм ниже уровня окружающей планировки.

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Таблица 32 – Исходные данные для расчёта маслоприёмника трансформатора

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе, кг	Габариты трансформатора		
		Н, мм	Длина А, мм	Ширина В, мм
ТДН-16000/110	12800	5470	5845	3570

Величина  $\Delta$ , на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, для данной массы трансформаторного масла, равна 1,5 м

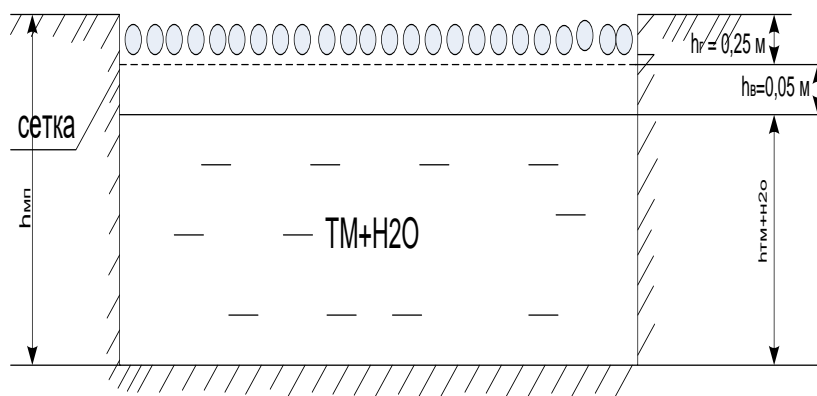


Рисунок 17 – Схема заглублённого маслоприёмника без отвода масла

1. Определим габариты маслоприёмника.

Длина, м:

$$C = (A + 2 \cdot \Delta), \quad (73)$$

где  $A$  - габаритная длина трансформатора, м;

$\Delta$  - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$C = (5,845 + 2 \cdot 1,5) = 8,845 \text{ м.}$$

Ширина, м:

$$D = (B + 2 \cdot \Delta), \quad (74)$$

где  $B$  - габаритная ширина трансформатора, м;

$\Delta$  - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$D = (3,57 + 2 \cdot 1,5) = 6,57 \text{ м.}$$

Площадь маслоприёмника,  $\text{м}^2$ :

$$S_{МП} = C \cdot D, \quad (75)$$

где  $C$  - длина маслоприёмника, м;

$D$  - ширина маслоприёмника, м.

$$S_{МП} = 6,57 \cdot 8,845 = 58,1 \text{ м}^2.$$

2. Определим объём маслоприёмника.

Объём маслоприёмника без отвода масла следует рассчитывать на приём 100% объёма масла залитого в трансформатор и 80% воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью  $0,2 \frac{\text{л}}{\text{с} \cdot \text{м}^2}$  в течение 30 минут.

2.1 Определим объём трансформаторного масла,  $\text{м}^3$ :

$$V_{тм} = \frac{M}{\rho} \quad (76)$$

где  $M$  - масса трансформаторного масла, кг;

$\rho$  - плотность трансформаторного масла, равная  $0,88 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$  [4],

$$V_{тм} = \frac{12800}{880} = 14,55 \text{ м}^3.$$

2.2 Определим объём воды от средств пожаротушения,  $\text{м}^3$ :

$$V_{воды} = I_n \cdot t \cdot (S_{мп} + S_{бнг}), \quad (77)$$

где  $I_n$  - величина интенсивности пожаротушения, равная  $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с} \cdot \text{м}^2$

;

$t$  - время пожаротушения, равное 1800 с;

$S_{бнг}$  - площадь боковых поверхностей трансформатора,  $\text{м}^2$ .

Площадь боковых поверхностей трансформатора,  $\text{м}^2$ :

$$S_{\text{баз}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \quad (78)$$

где  $A$  – длина трансформатора, м;

$B$  – ширина трансформатора, м;

$H$  – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{баз}} = 2 \cdot (5,845 + 3,57) \cdot 5,47 = 103 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (58,1 + 103) = 57,996 \text{ м}^3.$$

2.3 Определим глубину маслоприёмника, м:

$$h_{\text{мн}} = \frac{V_{\text{мм}}}{S_{\text{мн}}} + \frac{0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}}}{S_{\text{мн}}} + h_{\text{в}} + h_{\text{г}}, \quad (79)$$

где  $V_{\text{мм}}$  – объём трансформаторного масла, м<sup>3</sup>;

$S_{\text{мн}}$  – площадь основания маслоприёмника, м<sup>2</sup>;

$V_{\text{H}_2\text{O}}$  – объём воды, м<sup>3</sup>;

$h_{\text{в}}$  – величина воздушного канала согласно равна 0,05 м;

$h_{\text{г}}$  – высота слоя гранитного щебня или гравия согласно равна 0,25 м.

$$h_{\text{мн}} = \frac{14,55}{58,1} + \frac{0,8 \cdot 57,996}{58,1} + 0,05 + 0,25 = 1,349 \text{ м.}$$

2.4 Определим объём маслоприёмника, м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{мн}} = S_{\text{мн}} \cdot h_{\text{мн}}, \quad (80)$$

где  $S_{\text{мн}}$  – площадь маслоприёмника, м<sup>2</sup>;

$h_{\text{мн}}$  – высота маслоприёмника, м.

$$V_{\text{мн}} = 58,1 \cdot 1,349 = 78,38 \text{ м}^3.$$

Вывод: в ходе решения для заданного трансформатора марки ТДН-16000/110 рассчитаны габариты маслоприёмника и получены результаты: объём маслоприёмника равен 78,38 м<sup>3</sup>, площадь маслоприёмника равна 58,1 м<sup>2</sup>, высота маслоприёмника 1,349 м.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы был разработан оптимальный вариант подключения ПС «Хунда» электрической сети 110кВ Благовещенского района». Для выбранной схемы присоединенной отпайкой между Благовещенской ТЭЦ и ПС «Центральная» через двухцепную ВЛ 110 кВ, выбрано ОРУ в исполнении схемой «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Выбранная схема электрических сетей характеризуется большей надежностью, меньшими потерями в сети, оборудованием, отвечающим современным требованиям в электроэнергетике.

Для защиты трансформаторов, установленных на ПС, выбрана микропроцессорная защита на базе терминала линии «Сириус-Т»

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрены вопросы безопасности эксплуатации ОРУ и ВЛ 110 кВ. Выполнен расчет маслоприемника и маслоборника под трансформатор ПС «Хунда».

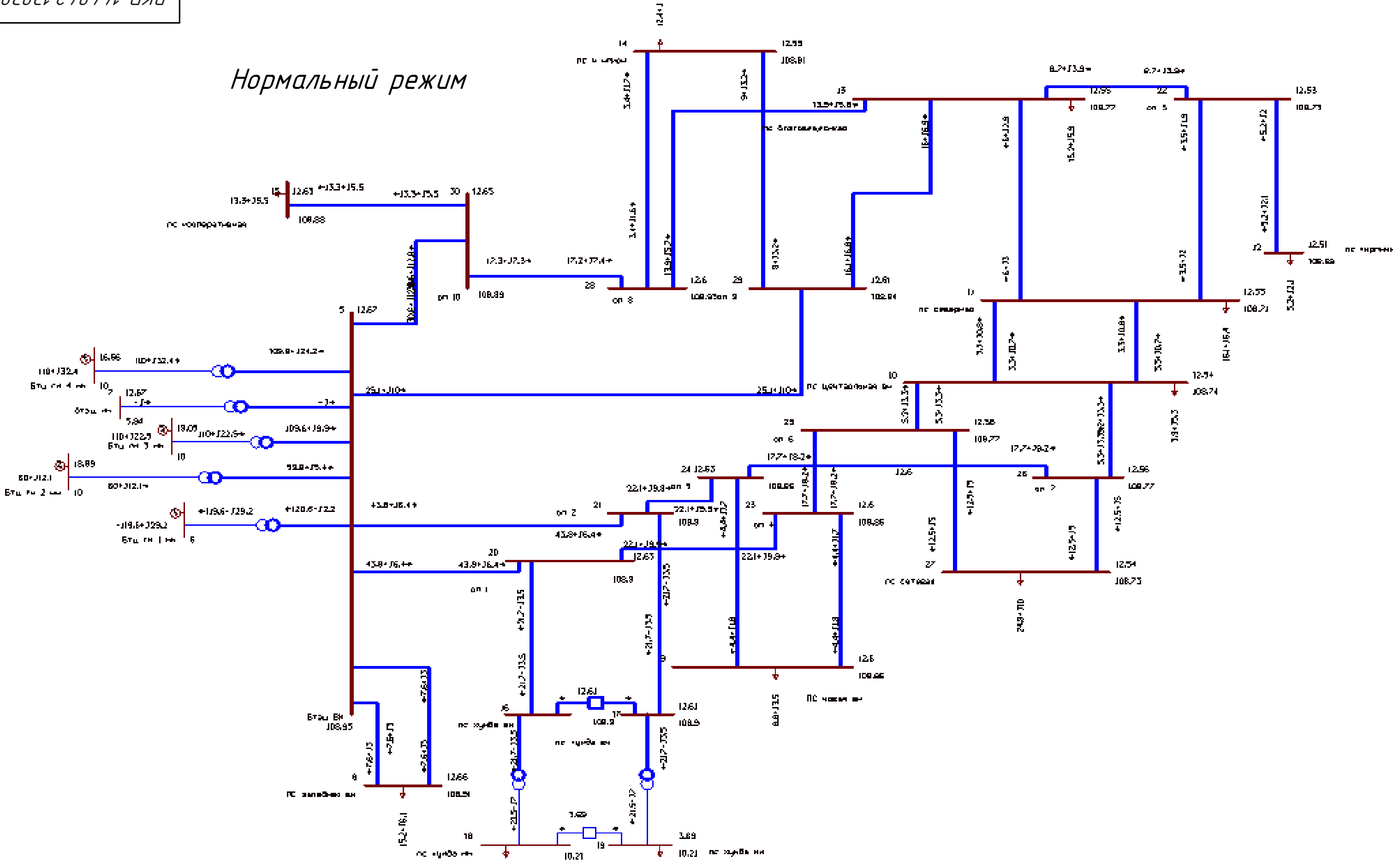
## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов. – М.: Энергофтоиздат, 1986. – 464 с.
- 2 Блок, В.М. Электрические сети и системы / В.М. Блок. - М.: Высшая школа, 1986. – 678 с.
- 3 Дьяков, А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем / А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 247 с.
- 3 Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: Изд – во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.
- 4 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. - М.: Энергоатомиздат, 1989.- 438 с.
- 5 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.
- 6 Козулин, В.С. Электрооборудование станций и подстанций / В.С. Козулин, Л.Д. Рожкова. -М.: Энергоатомиздат, 1987. – 765 с.
- 7 Consultant.Ru: Концепция стратегии развития электроэнергетики Дальнего Востока до 2020 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> - 1.06.12.
- 8 Межотраслевые правила по охране техники труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. - М.: НЦ ЭНАС., 2001.
- 9 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 545 с.
- 10 Попов А.И. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / А.И. Попов. - М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

- 11 Постановлению правительства РФ от 1.01.2002 г. «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».
- 12 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 34.03.301. – СПб.: Издательство Деан, 2001.
- 13 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Деан», 2000. -352 с.
- 14 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования». М., 2001.
- 15 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах / Н.В. Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченкуо. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2015. – 238 с.
- 16 Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2013. – 54 с.



Нормальный режим



Узлы (нормальный режим)

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
Ген	2	БТЦ п 2 нн	10			60	12.1	10	-1,000.00	1,000.00	10	18.89	
Ген	3	БТЦ п 3 нн	10			110	22.5	10	-1,000.00	1,000.00	10	19.05	
Ген	4	БТЦ п 4 нн	10			110	32.4	10	-1,000.00	1,000.00	10	16.66	
Нагр	5	БТЦ ВН	110					110			108.93	12.67	-0.97
Нагр	8	ПС западная	110	15.2	6.1						108.91	12.66	-0.99
Нагр	9	ПС новая вн	110	8.8	3.5						108.86	12.6	-1.04
Нагр	10	ПС централь	110	3.9	5.3						108.74	12.54	-1.15
Нагр	11	ПС северная	110	16.1	6.4						108.71	12.53	-1.17
Нагр	12	ПС кирпичная	110	5.2	2.1						108.68	12.51	-1.2
Нагр	13	ПС благовещ	110	15.2	5.9						108.77	12.55	-1.12
Нагр	14	ПС ч и гири	110	12.4	5						108.81	12.59	-1.08
Нагр	15	ПС кооперат	110	13.3	5.5						108.88	12.63	-1.02
Нагр	16	ПС хунда вн	110								108.9	12.61	-1
Нагр	17	ПС хунда вн	110								108.9	12.61	-1
Нагр	18	ПС хунда нн	10	21.5	8.6						10.21	3.69	2.08
Нагр	19	ПС хунда нн	10	21.5	8.6						10.21	3.69	2.08
Нагр	20	оп 1	110								108.9	12.63	-1
Нагр	21	оп 2	110								108.9	12.63	-1
Нагр	7	БТЦ нн	6								5.94	12.67	-1.06
Нагр	22	оп 3	110								108.73	12.53	-1.16
Нагр	23	оп 4	110								108.86	12.6	-1.03
Нагр	24	оп 5	110								108.86	12.6	-1.03
Нагр	25	оп 6	110								108.77	12.56	-1.12
Нагр	26	оп 7	110								108.77	12.56	-1.12
Нагр	27	ПС сетевая	110	24.9	10						108.73	12.54	-1.15
Нагр	28	оп 8	110								108.83	12.6	-1.06
Нагр	29	оп 9	110								108.84	12.61	-1.05
Нагр	30	оп 10	110								108.89	12.65	-1.01

Ветви(нормальный режим)

Тип	№	U_нач	U_кон	R	X	В	Kт/г	P_нач	Q_нач	Na	I_max	I_загр.
Тр-р	5	1 БТЦ ВН - БТЦ	0.87	22		0.054	-121	2			639	
Тр-р	5	2 БТЦ ВН - БТЦ	0.8	22		0.09	60	5			318	
Тр-р	5	3 БТЦ ВН - БТЦ	0.37	12.3		0.09	110	10			583	
Тр-р	5	4 БТЦ ВН - БТЦ	0.2	7.7		0.09	110	24			596	
ЛЭП	5	7 БТЦ ВН - БТЦ	0.87	22		0.054	0	0			0	
ЛЭП	5	8 БТЦ ВН - ПС	0.08	0.38	-2.4		-8	-3			44	6.1
ЛЭП	5	8 БТЦ ВН - ПС	0.08	0.38	-2.4		-8	-3			44	6.1
ЛЭП	5	20 БТЦ ВН - оп	0.04	0.21	-1.3		-44	-6			235	33.1
ЛЭП	5	21 БТЦ ВН - оп	0.04	0.21	-1.3		-44	-6			235	33.1
ЛЭП	20	16 оп 1 - ПС хун	0.04	0.21	-1.3		-22	4			116	16.4
ЛЭП	21	17 оп 2 - ПС хун	0.04	0.21	-1.3		-22	4			116	16.4
ЛЭП	16	18 ПС хунда вн - ПС хунда вн	4.38	86.7	0.091	-22	4	1			113	
Тр-р	17	19 ПС хунда вн - ПС хунда вн	4.38	86.7	0.091	-22	4	1			113	
ЛЭП	10	11 ПС централь	0.47	1.21	-8.1		-1	1			6	1.2
ЛЭП	10	11 ПС централь	0.47	1.21	-8.1		-1	1			6	1.2
ЛЭП	11	13 ПС северная	0.42	1.09	-7.3		10	4			59	11.3
ЛЭП	11	13 ПС северная	0.42	1.09	-7.3		10	4			59	11.3
ЛЭП	11	22 ПС северная	0.21	0.54	-3.6		8	3			44	9.8
ЛЭП	11	22 ПС северная	0.21	0.54	-3.6		8	3			44	9.8
Выкл	16	17 ПС хунда вн - ПС хунда вн	22	-4							116	
Выкл	18	19 ПС хунда нн - ПС хунда нн	10	-5.334							301.662	
ЛЭП	22	12 оп 3 - ПС кир	0.47	1.21	-8.1		-5	-2			30	5.7
ЛЭП	22	13 оп 3 - ПС бла	0.21	0.54	-3.7		13	5			74	14.2
ЛЭП	20	23 оп 1 - оп 4	0.06	0.28	-1.8		-36	-17			212	40.7
ЛЭП	21	24 оп 2 - оп 5	0.06	0.28	-1.8		0	0			0	0
ЛЭП	23	9 оп 4 - ПС нов	0.06	0.28	-1.8		0	0			0	0
ЛЭП	24	9 оп 5 - ПС нов	0.06	0.28	-1.8		-9	-3			50	9.7
ЛЭП	23	25 оп 4 - оп 6	0.26	0.68	-4.5		-27	-14			162	31.1
ЛЭП	24	26 оп 5 - оп 7	0.26	0.68	-4.5		-2	-4			23	4.5
ЛЭП	25	10 оп 6 - ПС цен	0.26	0.68	-4.5		0	0			0	0
ЛЭП	26	10 оп 7 - ПС цен	0.26	0.68	-4.5		-25	-10			143	20.1
ЛЭП	25	27 оп 6 - ПС сет	0.16	0.41	-2.8		0	0			0	0
ЛЭП	26	27 оп 7 - ПС сет	0.16	0.41	-2.8		-25	-10			143	20.1
ЛЭП	13	28 ПС благовещ	0.18	0.81	-5		18	7			102	14.3
ЛЭП	13	29 ПС благовещ	0.18	0.81	-5		20	8			117	16.5
ЛЭП	28	14 оп 8 - ПС ч и ги	0.18	0.81	-5		-3	-2			19	2.7
ЛЭП	29	14 оп 9 - ПС ч и ги	0.18	0.51	-5		-9	-3			52	7.3
ЛЭП	28	30 оп 8 - оп 10	0.13	0.6	-3.7		21	9			120	17
ЛЭП	29	5 оп 9 - БТЦ В	0.13	0.6	-3.7		30	12			169	23.7
ЛЭП	30	15 оп 10 - ПС коо	0.04	0.21	-1.3		-13	-5			76	10.8
ЛЭП	30	5 оп 10 - БТЦ В	0.04	0.21	-1.3		34	14			197	27.7

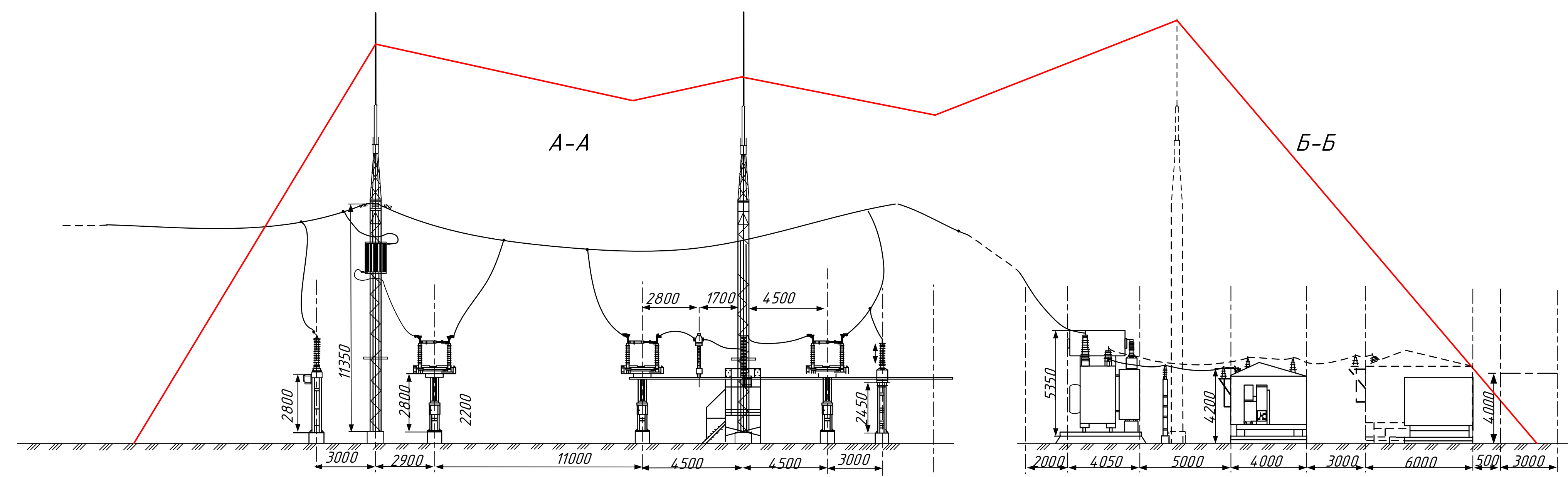
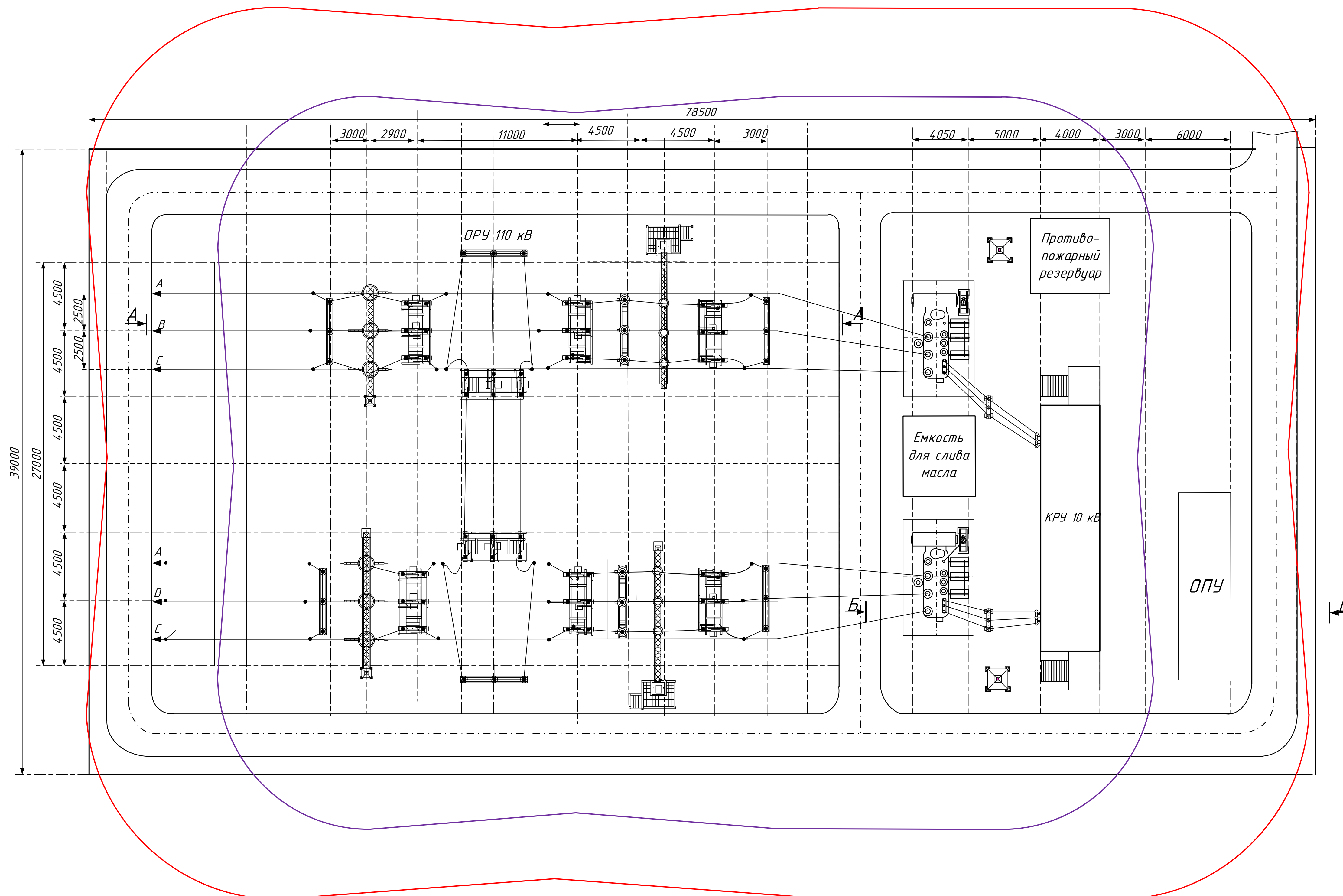
Ветви (послеаварийный режим) Отключение ЛЭП БТЦ-Центральная

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	В	Kт/г	P_нач	Q_нач	Na	I_max	I_загр.
0	Тр-р	5	1	БТЦ ВН - БТЦ	0.87	22		0.054	-121	2		639	
0	Тр-р	5	2	БТЦ ВН - БТЦ	0.8	22		0.09	60	5		318	
0	Тр-р	5	3	БТЦ ВН - БТЦ	0.37	12.3		0.09	110	10		583	
0	Тр-р	5	4	БТЦ ВН - БТЦ	0.2	7.7		0.09	110	24		596	
0	Тр-р	5	7	БТЦ ВН - БТЦ	0.87	22		0.054	0	0		0	
0	ЛЭП	5	8	БТЦ ВН - ПС	0.08	0.38	-2.4		-8	-3		44	6.1
0	ЛЭП	5	8	БТЦ ВН - ПС	0.08	0.38	-2.4		-8	-3		44	6.1
1	ЛЭП	5	20	БТЦ ВН - оп	0.04	0.21	-1.3		-79	-10		425	59.8
1	ЛЭП	5	21	БТЦ ВН - оп	0.04	0.21	-1.3		-79	-10		425	59.8
1	ЛЭП	20	16	оп 1 - ПС хун	0.04	0.21	-1.3		-43	7		233	44.8
0	Тр-р	16	18	ПС хунда вн - ПС хунда вн	4.38	86.7	0.091	-22	4	1		116	
0	Тр-р	17	19	ПС хунда вн - ПС хунда вн	4.38	86.7	0.091	-22	4	1		113	
0	ЛЭП	10	11	ПС централь	0.47	1.21	-8.1		1	1		6	1.2
0	ЛЭП	10	11	ПС централь	0.47	1.21	-8.1		1	1		6	1.2
0	ЛЭП	11	13	ПС северная	0.42	1.09	-7.3		10	4		59	11.3
0	ЛЭП	11	22	ПС северная	0.21	0.54	-3.6		8	3		44	9.8
0	Выкл	16	17	ПС хунда вн - ПС хунда вн	22	-4						116	
0	Выкл	18	19	ПС хунда нн - ПС хунда нн	10	-5.334						301.662	
0	ЛЭП	22	12	оп 3 - ПС кир	0.47	1.21	-8.1		-5	-2		30	5.7
0	ЛЭП	22	13	оп 3 - ПС бла	0.21	0.54	-3.7		13	5		74	14.2
1	ЛЭП	20	23	оп 1 - оп 4	0.06	0.28	-1.8		-36	-17		212	40.7
0	ЛЭП	21	24	оп 2 - оп 5	0.06	0.28	-1.8		0	0		0	0
0	ЛЭП	23	9	оп 4 - ПС нов	0.06	0.28	-1.8		0	0		0	0
0	ЛЭП	24	9	оп 5 - ПС нов	0.06	0.28	-1.8		-9	-3		50	9.7
1	ЛЭП	23	25	оп 4 - оп 6	0.26	0.68	-4.5		-27	-14		162	31.1
0	ЛЭП	24	26	оп 5 - оп 7	0.26	0.68	-4.5		-2	-4		23	4.5
0	ЛЭП	25	10	оп 6 - ПС цен	0.26	0.68	-4.5		0	0		0	0
0	ЛЭП	26	10	оп 7 - ПС цен	0.26	0.68	-4.5		-25	-10		143	20.1
0	ЛЭП	25	27	оп 6 - ПС сет	0.16	0.41	-2.8		0	0		0	0
0	ЛЭП	26	27	оп 7 - ПС сет	0.16	0.41	-2.8		-25	-10		143	20.1
0	ЛЭП	13	28	ПС благовещ	0.18	0.81	-5		18	7		102	14.3
0	ЛЭП	13	29	ПС благовещ	0.18	0.81	-5		20	8		117	16.5
0	ЛЭП	28	14	оп 8 - ПС ч и ги	0.18	0.81	-5		-3	-2		19	2.7
0	ЛЭП	29	14	оп 9 - ПС ч и ги	0.18	0.51	-5		-9	-3		52	7.3
0	ЛЭП	28	30	оп 8 - оп 10	0.13	0.6	-3.7		21	9		120	17
0	ЛЭП	29	5	оп 9 - БТЦ В	0.13	0.6	-3.7		30	12		169	23.7
0	ЛЭП	30	15	оп 10 - ПС коо	0.04	0.21	-1.3		-13	-5		76	10.8
0	ЛЭП	30	5	оп 10 - БТЦ В	0.04	0.21	-1.3		34	14		197	27.7

Узлы (Послеаварийный режим) Отключение ЛЭП БТЦ-Центральная

S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
База	1	БТЦ п 1 нн	6			-119.5	29.2	6	-1,000.00	1,000.00	6			
Ген	2	БТЦ п 2 нн	10			60	12.1	10	-1,000.00	1,000.00	10	18.89		
Ген	3	БТЦ п 3 нн	10			110	22.5	10	-1,000.00	1,000.00	10	19.05		
Ген	4	БТЦ п 4 нн	10			110	32.5	10	-1,000.00	1,000.00	10			



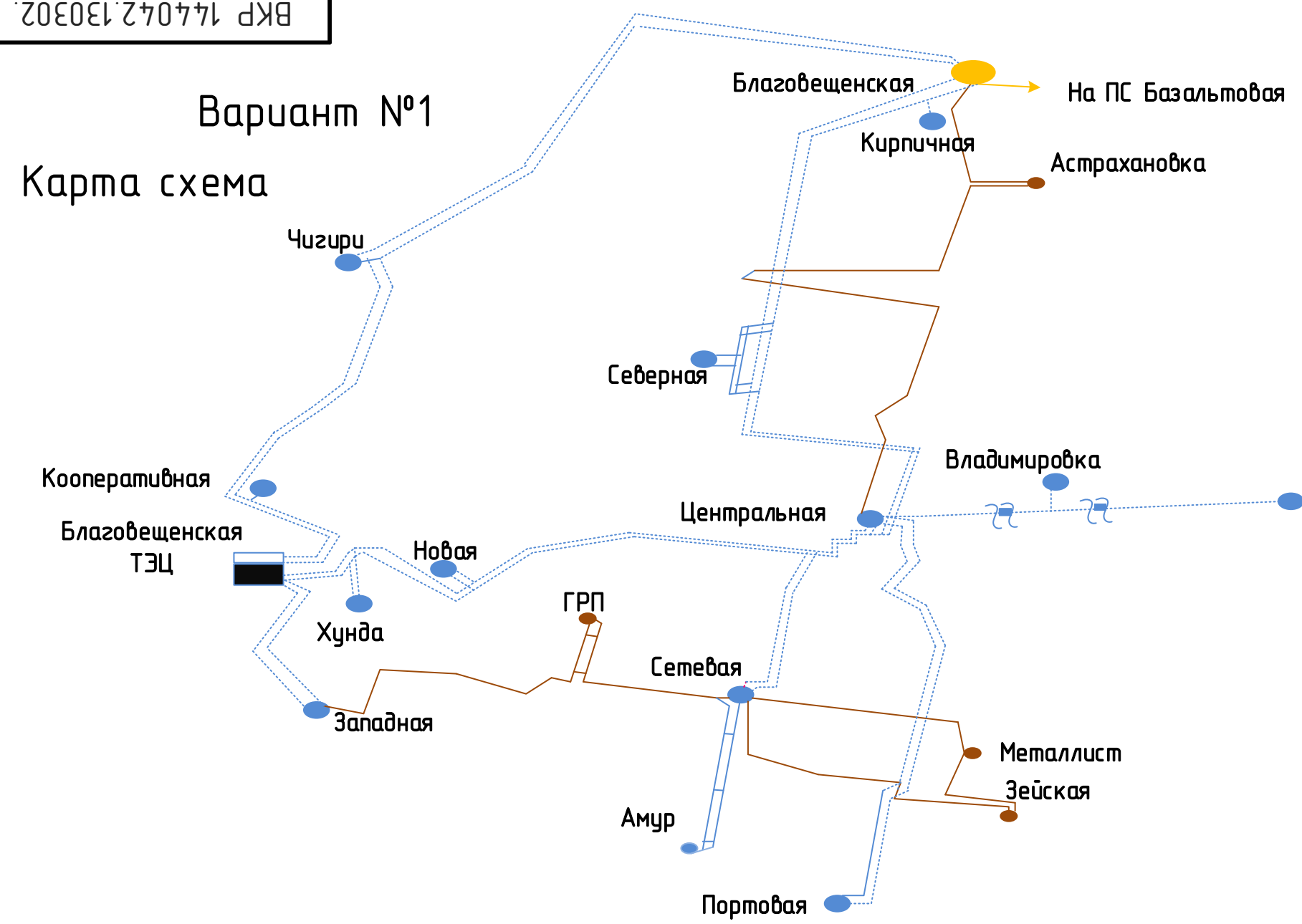


БКР 144042.130302.СХ				Литер	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
Разраб.	Кароль И.В.					
Проверил	Казанки А.А.					
Т.контр.						
Рецензент						
Н.контр.	Ратичева А.Г.					
Утвержд.	Соболева Н.В.					
План и разрез подстанции				Лист 3	Листов 6	
Разработка оптимальной схемы подключения электрических нагрузок в западной промышленной зоне областного центра к электроэнергетической системе Амурской области				АМГУ гр.442-082		

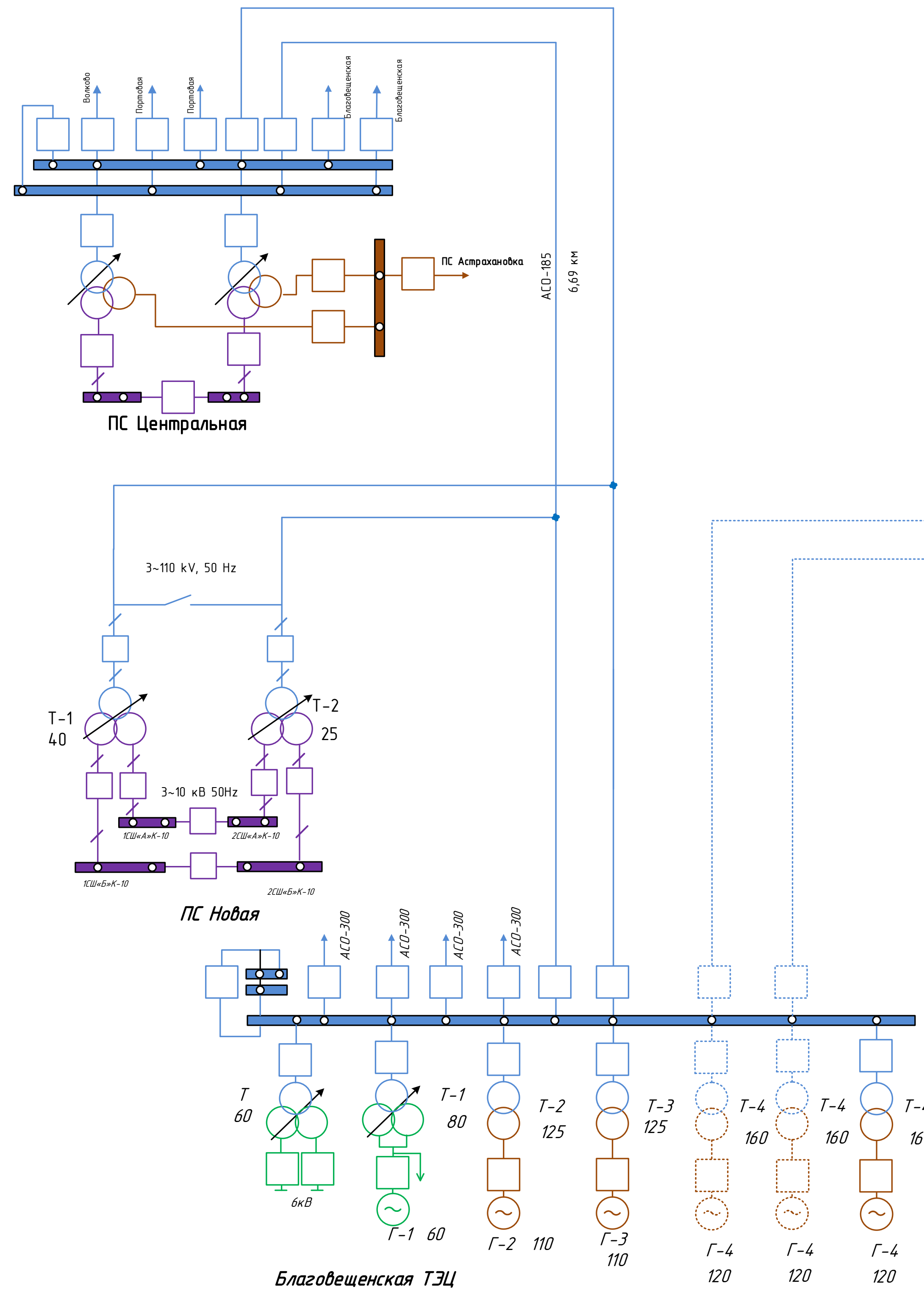
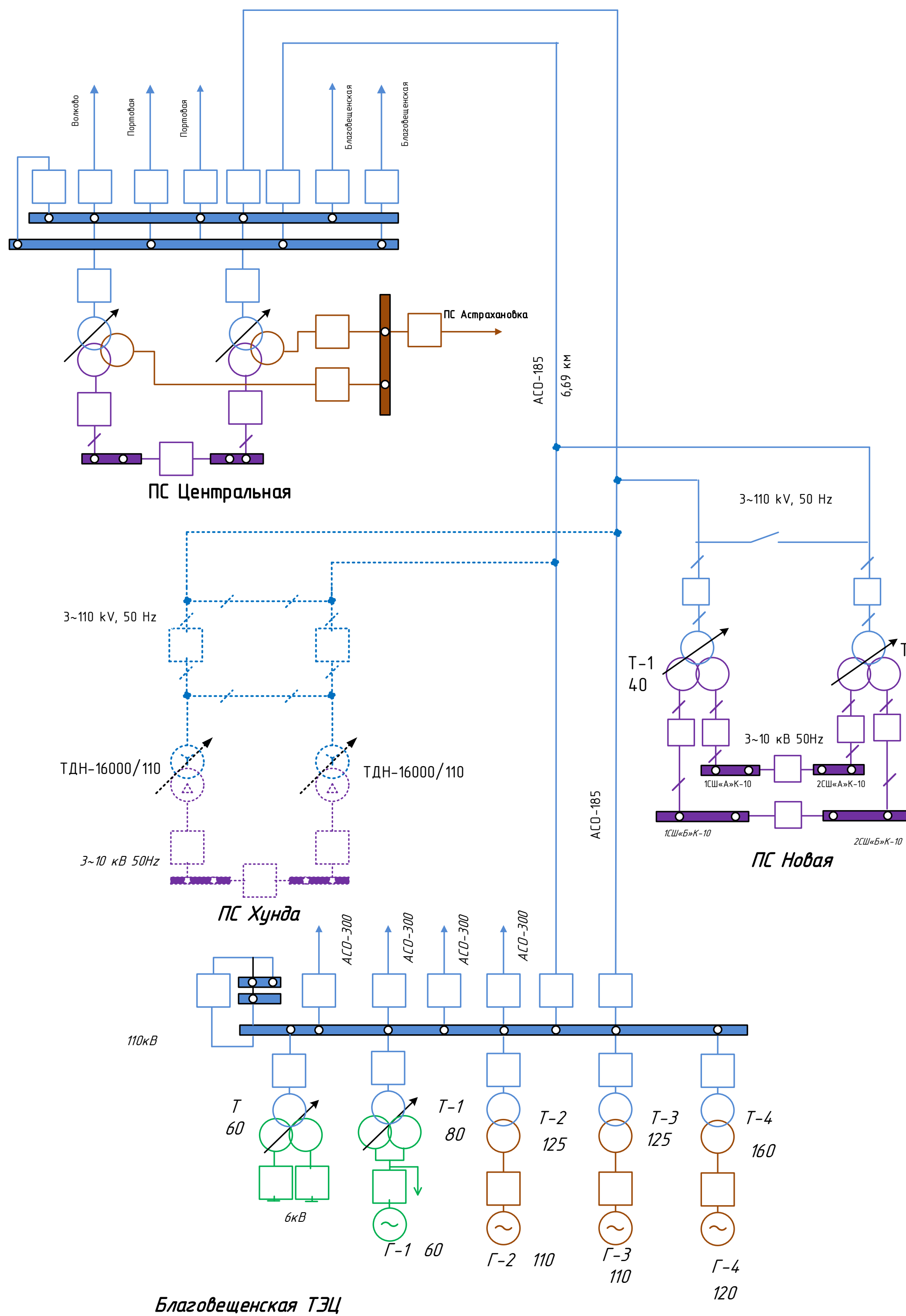
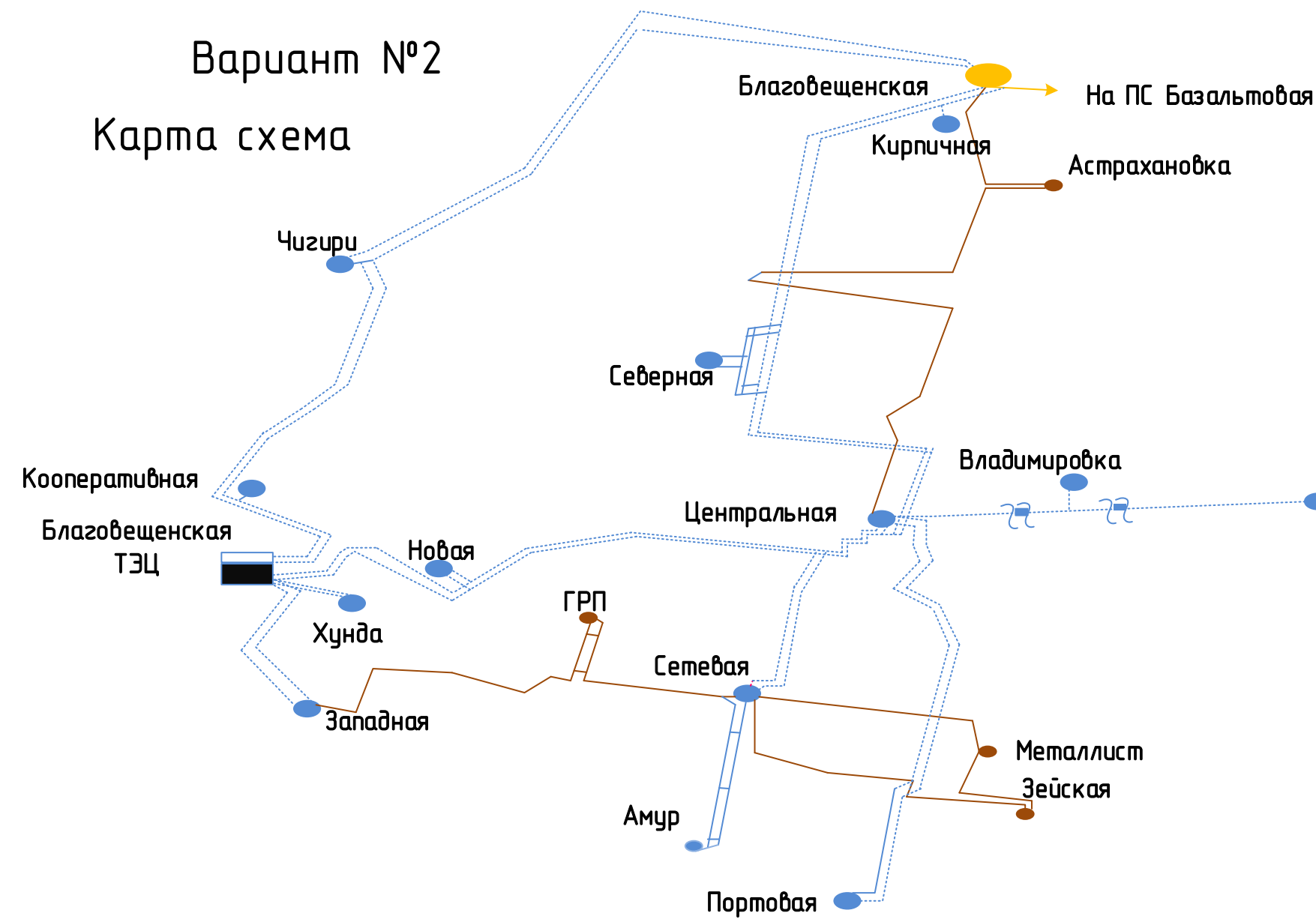




Вариант №1  
Карта схема

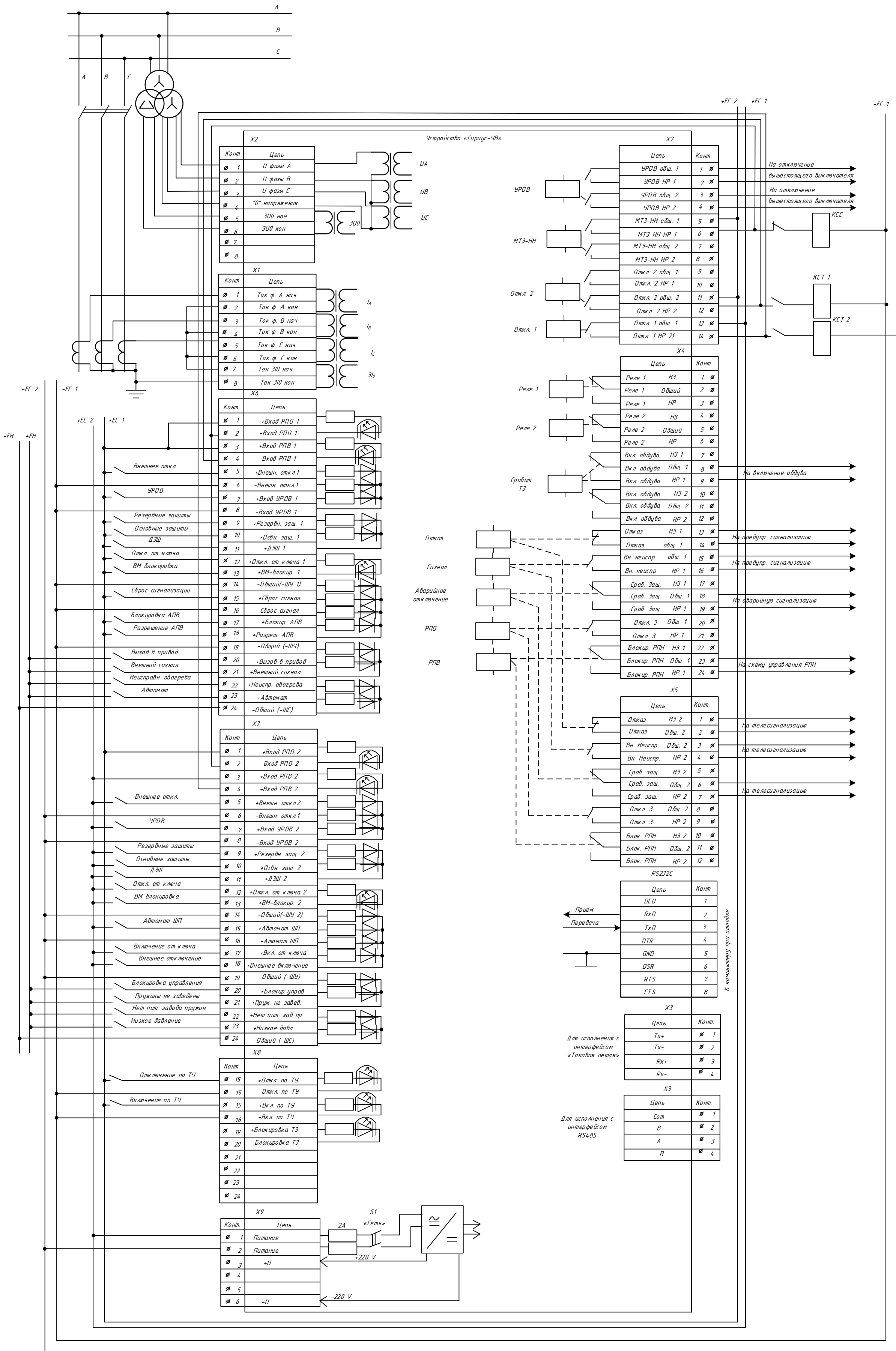


Вариант №2  
Карта схема



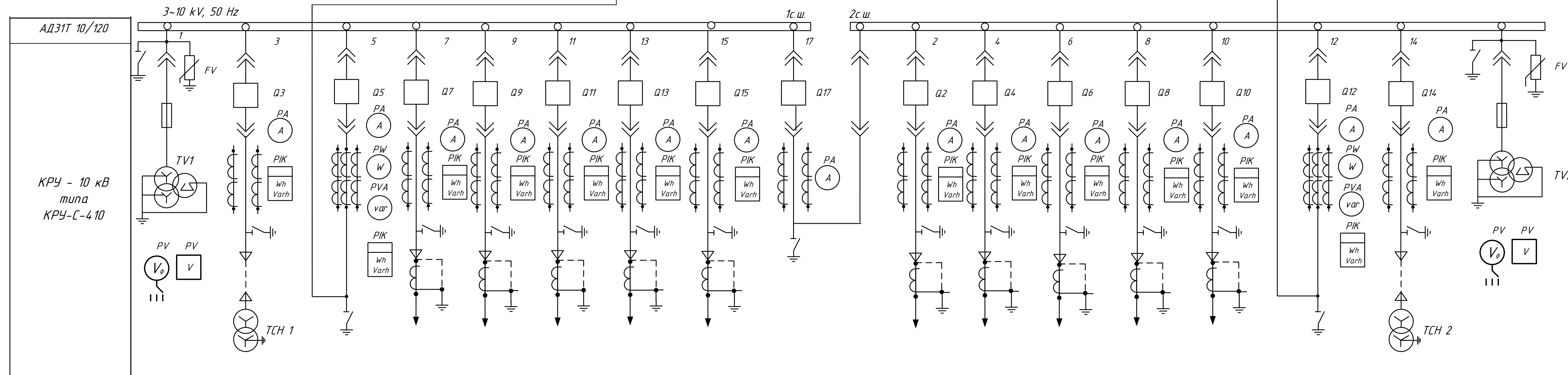
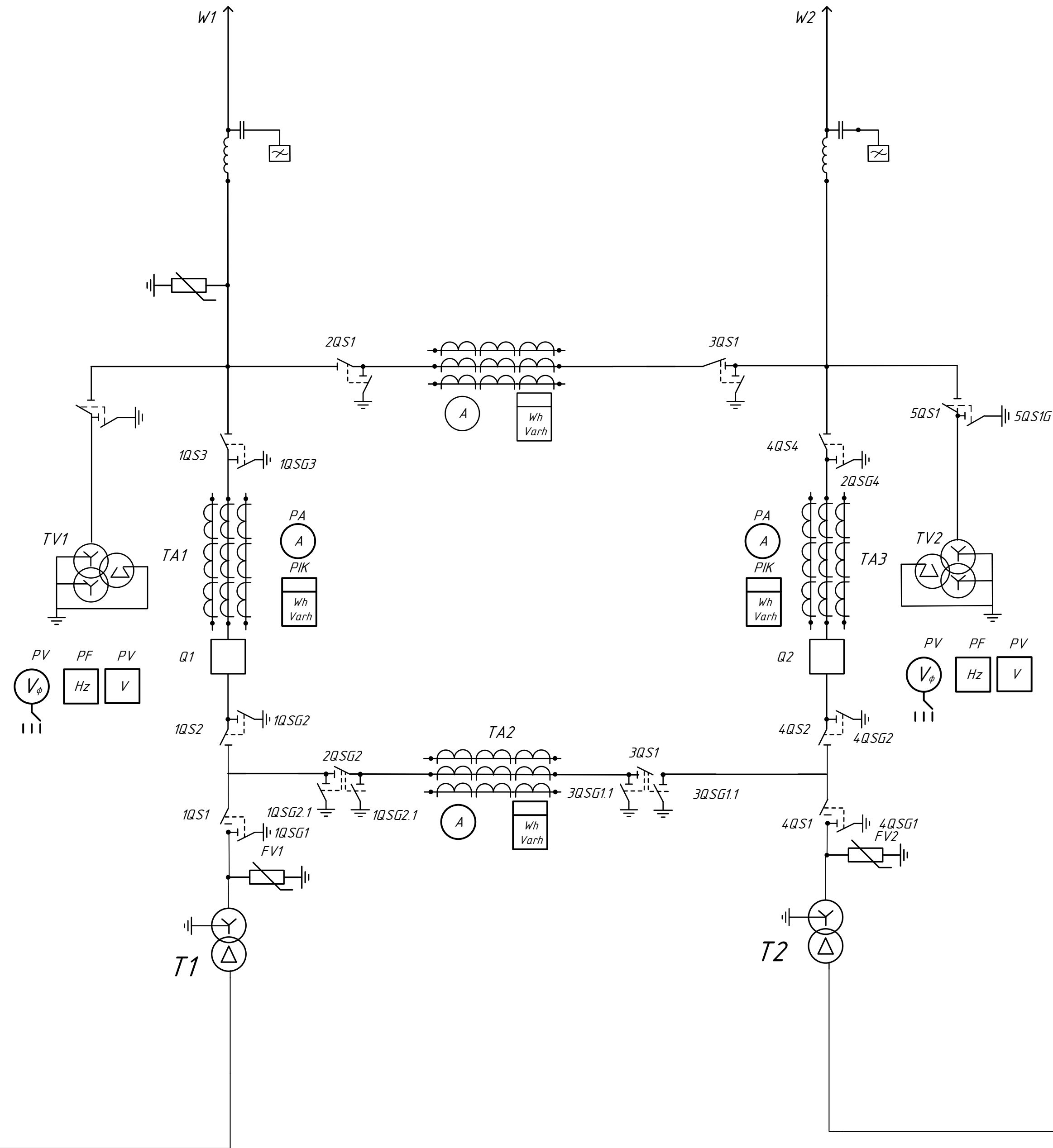
				ВКР.094.022.14.0205.СХ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка вариантов подключения ПС «Хунда»	
Разраб.	Кароль И.Б.					
Проверил	Кажули А.А.					
Реценз.						
Исполн.	Раточка А.Г.				Лист 2	Листов
Т.контр.					АМГУ	
Чит.	Савина И.В.				Кафедра энергетики	

Схема подключения внешних цепей к устройству «Сириус-УВ»





Высокочастотный заградитель ВЗ-200-0,541
РГ - 110 / 1000 УХЛ1.
РГ - 110 / 1000 УХЛ1.
РГ - 110 / 1000 УХЛ1.
Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1
Трансформатор тока ТОГФ-110
ВЗБ - 110 - 40 / 2500 УХЛ1
РГ - 110 / 1000 УХЛ1.
РГ - 110 / 1000 УХЛ1.
Ограничитель перенапряжений ОПНн-110
Трансформатор ТДН-16000/110



№ ячейки	1	3	5	7	9	11	13	15	17	2	4	6	8	10	12	14	16
Назначение	ТН 1	ТСН 1	Т1	КЛ1	КЛ3	КЛ5	КЛ7	КЛ9	Секционный выключатель	КЛ2	КЛ4	КЛ6	КЛ8	КЛ10	Т2	ТСН 2	ТН 2
Изм. трансформатор	НА/ЛН-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТШЛ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	НАЛИ-СЭЩ-10
Выключатель	ВВ4-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВ4-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВ4-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВ4-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВ4-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВ4-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВ4-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВ4-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВ3-М-10-50/1000	ВВ4-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВ4-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВ4-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВ4-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВ4-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВ4-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	ВВ4-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000	
Трансформатор СН		ТСН 160/10														ТСН 160/10	
Предохранитель	ПКТ-101																ПКТ-101
ОПН	ОПНн-10																ОПНн-10

Однолинейная схема  
подстанции 110/10

Изм	Лист	№Докум	Подпись	Дата
Разраб		Кароль И.Б.		
Проверил		Казанкин А.А.		
Начальник		Ротачева А.Г.		
Утвердил		Сабина Н.В.		

Разработка оптимальной схемы подключения  
электрических нагрузок в западной промышленной  
зоне города Благовещенск и электроэнергетической  
системе Амурской области

Литера  
Масса  
Масштаб  
Лист 1 Листов 2  
АМГУ  
Кафедра энергетики